

André Felipe Vitorio Sprotte

**DETERMINAÇÃO DAS CURVAS E DOS PARÂMETROS DE
CÉLULAS E MÓDULOS FOTOVOLTAICOS SOB DIVERSAS
CONDIÇÕES DE TEMPERATURA E DE IRRADIÂNCIA POR
MEIO DE UM MODELO COMPUTACIONAL**

Trabalho Conclusão do Curso de
Graduação em Engenharia Elétrica do
Centro Tecnológico da Universidade
Federal de Santa Catarina como
requisito para a obtenção do Título de
Bacharel em Engenharia Elétrica.
Orientador: Prof. Dr. Jean Viane
Leite

Florianópolis
2018

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Sprotte, André Felipe Vitorio

Determinação das curvas e dos parâmetros de células e módulos fotovoltaicos sob diversas condições de temperatura e de irradiância por meio de um modelo computacional / André Felipe Vitorio Sprotte ; orientador, Jean Viane Leite, 2018.

103 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2018.

Inclui referências.

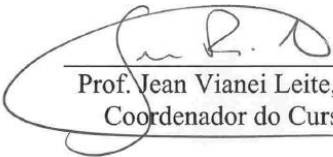
1. Engenharia Elétrica. 2. Energia Solar Fotovoltaica. 3. Módulos Fotovoltaicos. 4. Modelo Computacional. 5. Lentes de Fresnel. I. Viane Leite, Jean . II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

André Felipe Vitorio Sprotte

**DETERMINAÇÃO DAS CURVAS E DOS PARÂMETROS DE
CÉLULAS E MÓDULOS FOTOVOLTAICOS SOB DIVERSAS
CONDIÇÕES DE TEMPERATURA E DE IRRADIÂNCIA POR
MEIO DE UM MODELO COMPUTACIONAL**

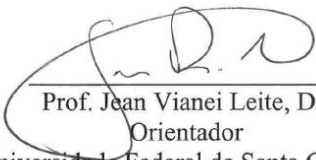
Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para
obtenção do Título de “Engenheiro Eletricista” e aprovado em sua forma
final pelo Programa de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 14 de junho de 2018.



Prof. Jean Viane Leite, Dr.
Coordenador do Curso

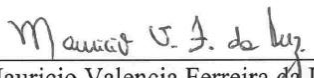
Banca Examinadora:



Prof. Jean Viane Leite, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Walter Pereira Carpes Junior, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Mauricio Valencia Ferreira da Luz, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

À minha família, aos meus amigos e
àqueles que me desejam bem.

AGRADECIMENTOS

Um ciclo se encerra e outro se inicia.

Agradeço, primeiramente, a Deus pela oportunidade da vida e aos meus pais, Alzira e Eduardo, por todo o amor, dedicação, orientação e educação que me proporcionaram desde a infância e que contribuíram no molde do meu caráter. A todos os professores que eu já tive, do maternal ao último período da faculdade, pela transmissão de conhecimentos das mais diversas áreas e de ensinamentos morais. Ao meu irmão Vinícius pela parceria, brincadeiras, companheirismo e crescimento ao longo da vida. Aos meus tios e padrinhos, Beta e Jair, que me ajudaram financeiramente a me manter em Florianópolis durante quatro anos e meio dos seis e meio de graduação, além da boa companhia e de conselhos nas horas difíceis. Ao meu tio Mário e minha prima Monique, agora colegas de profissão, pelos conselhos dados antes e no decorrer do curso, principalmente aqueles sobre carreira.

Aos meus amigos e colegas de graduação em Engenharia Elétrica, um curso em que as amizades e o coleguismo transcendem essa formalidade de fases devido a motivos que só quem cursou este curso é capaz de compreender. Dentre tantos, agradeço em especial, cada um por motivos distintos: ao Leonardo, ao Marcelo, à Vanderléia, à Ruany, ao Lucas, ao Edson, ao Airton, ao Ruan e ao Otacílio. Também gostaria de estender meus agradecimentos aos amigos de fora da graduação que me acompanharam cada qual em uma etapa distinta dessa fase da minha vida quando não durante todo o decorrer desse ciclo.

Dentre os professores da UFSC, agradeço em especial aos que mais me marcaram, seja pelo imenso conhecimento técnico-científico, pelo respeito ao estudante, que é um ser humano acima de tudo como qualquer outro, pela orientação, pela nobreza de espírito ou pela combinação de ao menos duas dessas características. São eles: Saeger, Maurício, Walter, Decker, Nelson Sadowski, Salgado, Marcelo Lobo, Denizar, Telles e Patrick, quem me deu a oportunidade de ser monitor da disciplina de Circuitos Elétricos I por dois semestres consecutivos, o que ajudou a melhorar o meu ânimo e o meu desempenho no curso.

Também gostaria de estender meus agradecimentos ao professor Renato Lucas Pacheco, coordenador da graduação eternizado da Engenharia Elétrica da UFSC, quem me auxiliou com muitas dúvidas e problemas relacionados à validação de disciplinas cursadas durante o intercâmbio e quem sempre foi muito solícito e conselheiro quando procurado. Ademais, principalmente no aspecto moral, é um exemplo de ser humano a ser seguido por todos os futuros engenheiros eletricitas,

professores de engenharia, mas também por todos os atuais e futuros coordenadores dos cursos de graduação do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina.

Por fim, não poderia deixar de demonstrar minha gratidão ao meu orientador, professor e amigo Jean Viane Leite, por toda a orientação técnica-científica em materiais magnéticos e modelagem eletromagnética além das conversas e dos conselhos dados durante e após os sete meses de Iniciação Científica no Grucad. Bem como ter me aceitado como orientado de última hora e concordado em cooperar com o meu tema enquanto realizo estágio longe de Florianópolis, após uma experiência fracassada, das muitas que poderão ocorrer na vida profissional e pessoal, pois nem tudo na vida é perfeito ou acontece do jeito e no tempo que a gente quer e espera.

Agradeço também à CNPq, prestigiada instituição de fomento à pesquisa e inovação científica-tecnológica no Brasil por ter custeado a minha bolsa de iniciação científica e o meu intercâmbio via o programa Ciências Sem Fronteiras no Canadá. Sem pelo qual não existiria este trabalho, uma vez que a parte experimental foi realizada nesse país. Portanto, agradeço à Shannan Crowder, do escritório internacional da UOIT, por ter me ajudado a conhecer o professor e pesquisador Ibrahim Dincer, quem, junto com os hoje *PhDs* em Engenharia Mecânica Yusuf Bicer e Janette Hogerwaard, auxiliou-me nos primeiros passos no estudo em fotovoltáica e introduziu-me à pesquisa em geração de combustível hidrogênio via tecnologia FV nos quatro meses do projeto de verão. Ademais, cabe destacar que, mesmo com pouco tempo disponível, o professor Ibrahim sempre foi solícito, atencioso e paciente quando procurado para esclarecer eventuais questionamentos. Também foi bastante aberto para ouvir eventuais sugestões acerca do projeto e soube orientar quando a situação ameaçava sair do controle. Por fim, é preciso destacar a espiritualidade, simplicidade e humildade desse pesquisador, características que justificam o que já foi afirmado sobre ele até então. Bem como do hábito de ele realizar, de tempos em tempos, humildes ceias com todos os seus orientados ou equipes de projetos ora em restaurante ora no laboratório, onde eram servidos alguns pratos da culinária turca elaborados por ele. *For all this staff, my sincere acknowledgement.*

No que ainda diz respeito a minha graduação, gostaria de agradecer à equipe do Grucad, professores, doutorandos, mestrandos, demais bolsistas e à secretária Celly, pelos dezesseis meses (monitoria + IC) de convívio. Também preciso demonstrar minha gratidão à equipe do INEP pela ajuda e motivação nos projetos executados durante um ano dentro deste instituto através do ensino de eletrônica de potência e áreas do

conhecimento anexas, assim como do manejo dos instrumentos de bancada, sejam elétricos, mecânicos, eletrônicos ou digitais. Em especial, agradeço às seguintes pessoas: os técnicos Antônio Luiz S. Pacheco e Luis Marcellus Coelho, aos doutorandos Rafael Eckstein e Roberto Burger, aos mestrandos Rogério, Jéssika, Vanderlei, Eduardo, André, Douglas e Thiago além do professor Roberto Francisco Coelho.

Também é preciso agradecer à equipe de RH e aos engenheiros da WEG, Carlos Afonso Hummelgen e Odiglei Hess Gonçalves, por terem me proporcionado a darem meus primeiros passos na vida profissional por meio do programa de estágio da empresa. Principalmente a esta última pessoa, que, junto com outros engenheiros e técnicos do setor, tem passado o seu conhecimento e sua experiência em engenharia elétrica aplicada à drives.

Para encerrar, não poderia deixar de agradecer quem me proporcionou todas essas experiências e aquisição de conhecimentos nesses últimos seis anos e meio de vida: você, cidadão brasileiro pagador de impostos. Muito obrigado por contribuir financeiramente na minha formação. Nunca desista de acreditar na inovação, pesquisa e no ensino superior público deste país, porque, por mais que mudem os governos, por mais que a situação econômica esteja desfavorável, por maiores que forem os escândalos de corrupção, sempre existirão bons profissionais para desempenharem o próprio trabalho a fim de contribuir com melhorias para: a educação, a saúde, a segurança, a ciência, o conforto e o bem-estar da sociedade brasileira. Portanto, espero retribuir esse financiamento no exercício da minha profissão.

Até breve!

“Possuímos em nós mesmos, pelo pensamento e a vontade, um poder de ação que se estende muito além dos limites de nossa esfera corpórea”.
(Allan Kardec, 1857)

RESUMO

Este Trabalho de Conclusão de Curso possui como objetivo geral desenvolver e validar um método computacional com a finalidade de prever, em células e módulos fotovoltaicos quaisquer, parâmetros importantes sob quaisquer condições de irradiância e de temperatura. Esse modelo é capaz de fornecer as curvas I-V e P-V dos dispositivos solares assim como a eficiência fotovoltaica, o fator de preenchimento e os parâmetros elétricos. Esses são a potência de pico e seus respectivos valores de tensão e de corrente neste ponto assim como a diferença de potencial de circuito aberto e corrente de curto-circuito. Para tanto, foram comparadas simulações com experimentos realizados em laboratório sob duas condições: com e sem uso de lentes de Fresnel. Além disso, o programa é modificado a fim de ser comparado com as curvas e os valores das grandezas fornecidos pelos catálogos de três fabricantes de módulos comerciais bem como para prever alterações dessas características sob condições meteorológicas diferentes das informadas. Os resultados obtidos comprovam que o modelo computacional é confiável, visto que as diferenças percentuais, para os parâmetros elétricos analisados, não superam 14%. Quanto às experiências realizadas em laboratório, torna-se necessário fazer ajustes na posição dos equipamentos suspensos pelo aparato mecânico com a finalidade de evitar sombreamento e de posicionar o foco da lente no dispositivo solar.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica. Módulo Fotovoltaico. Modelo Computacional. Lentes de Fresnel.

ABSTRACT

The main objective of this Capstone Project is developing and validating a computational method in order to determine, in any photovoltaic cells and modules, important parameters under any irradiance and temperature conditions. That model is able to provide the I-V and P-V curves of the solar devices as well as the photovoltaic efficiency, the fill factor and the electrical parameters. Those are the peak power and its respective voltage and current values as well as the open circuit electrical tension and short circuit current. As a result, those simulated characteristics were compared to lab experiments under two conditions: with and without use of Fresnel lenses. In addition, the program is modified in order to be compared to the curves and physical quantities values provided by the datasheet of three manufacturers of commercial modules as well as to predict changes in those characteristics under different informed weather conditions. The obtained results prove the computational method is reliable, since the percentage differences for the analyzed electrical parameters do not surpass 14%. In regard to the experiences performed in laboratory, it is necessary to make adjustments at the position of the equipment lifted by the mechanical apparatus in order to avoid shading and to put the solar device at the focus of the lens.

Keywords: Solar Photovoltaic Energy. Photovoltaic Module. Computational Model. Fresnel Lenses.

LISTA DE FIGURAS¹

Figura 2.1: Esquema de junção <i>pn</i> presente em materiais semicondutores. O substrato tipo <i>n</i> , com excesso de elétrons, é representado à esquerda. Já o substrato tipo <i>p</i> , com excesso de lacunas, é representado à direita. Entre os dois, encontra-se a zona de depleção, onde age o campo elétrico.....	7
Figura 2.2: Representação da formação de pares elétrons-lacuna através do conceito de bandas energéticas.	7
Figura 2.3: Fluxo de energia no efeito fotovoltaico.	8
Figura 2.4: Representação das camadas de uma célula fotovoltaica, constituída de materiais semicondutores robustos na junção <i>pn</i> , conectada a uma lâmpada.....	10
Figura 2.5: Circuito equivalente de uma célula, módulo ou arranjo fotovoltaico ideal.....	11
Figura 2.6: Circuito equivalente de uma célula, módulo ou arranjo fotovoltaico com as perdas consideradas.	11
Figura 2.7: Curva I-V de módulo fotovoltaico com $I_{sc} = 8,21 \text{ A}$ e $V_{oc} = 32,8 \text{ V}$	14
Figura 2.8: Curva P-V de módulo fotovoltaico com $P_{max} = 213 \text{ W}$ e $V_{max} = 27,3 \text{ V}$	15
Figura 2.9: Variação do perfil de corrente e de tensão com variação da irradiância com temperatura constante a 25°C	17
Figura 2.10: Variação do perfil de corrente e de tensão com variação da irradiância com irradiância constante a 1000 W/m^2	17
Figura 3.2: Mapa-múndi da irradiação direta média anual, em kWh/m^2 . Adaptado da NASA e DLR. Disponível em: http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/projects/reaccess/ssedni60.jpg . Acesso em: 01/04/2018.	22
Figura 3.3: Irradiação direta média anual, em kWh/m^2 , do Brasil. Adaptado de SolarLight® e (PEREIRA et al., 2006). Disponível em: http://solarlight.com.br/wp-content/uploads/2015/06/SL_Mapa_01-960x1024.png . Acesso em: 01/04/2018.	24
Figura 3.4: Canadá político.	26
Figura 3.5: Canadá físico. Disponível em: http://www.allearningfamily.com/main/canada-physical-map/ . Acesso em: 01/04/2018.....	27
Figura 3.6: Mapa climático do Canadá segundo a classificação de Köppen-Geiger. Adaptado de SPINONI et al., 2015.	28

¹ Figuras cujas fontes não são indicadas são de autoria própria.

Figura 3.7: Irradiação direta média anual, em kWh/m ² , do Canadá.	30
Figura 4.1: (a) Tiratron, modelo PL 21 = 2 D 21, 650 V, 500 mA. Fonte : https://www.conrad.com/ce/en/product/157370/Vacuum-tube----PL-21-2-D-21-----650-V---500-mA?ref=list . Acesso em: 01/01/2018. (b) Amplificador estéreo da Stromberg-Carlson, modelo ASP-422, 20 W por canal. É um exemplo de eletrônico com integração entre válvulas, no canto direito inferior, e amplificadores magnéticos (transformadores nas caixas pretas blindadas) nos demais cantos da imagem. Fonte: http://audiophool.com/MadeInRoch.html . Acesso em: 01/01/2018.	35
Figura 4.2: Modos de condução: contínua (azul), descontínua (vermelho) e crítica (verde) em um conversor boost com $D = 0,4$. O parâmetro indutância foi o variado para as mudanças de modos de condução.	38
Figura 4.3: Característica do ganho de tensão em função da razão cíclica do inversor Boost em condução contínua (CÁCERES AGELVIZ, 1997).	42
Figura 4.4: Característica do ganho de tensão em função da razão cíclica do inversor Buck em condução contínua (CÁCERES AGELVIZ, 1997).	43
Figura 5.1: Sistema de rastreamento do MPP do módulo fotovoltaico.	46
Figura 5.2: Forma reduzida do sistema de rastreamento do MPP, com a resistência efetiva (R_{ei}) vista do módulo fotovoltaico.	46
Figura 5.3: Três curvas de carga, com as respectivas inclinações, no MPP. Os pontos verdes sinalizam os MPPs, que são a intersecção entre uma curva I-V e sua respectiva reta R_{ei} . O fundo cinza é a região de operação, a qual corresponde ao 1º quadrante do plano cartesiano.	48
Figura 6.1: Raios luminosos emanados dos pontos A e B, refratados pela lente de Fresnel, e incidentes na superfície receptora em vermelho. Os raios são concentrados pela lente, porém não há formação de imagem no processo. Figura adaptada de KUMAR; SHRIVASTAVA; UNTAWALE (2015).	59
Figura 6.2: Reflexão total da luz dentro de uma lente convergente.	60
Figura 6.3: Circuito de alimentação de um motor CC (M) de barco solar, com MPPT do tipo Ćuk não-isolado e banco de baterias. C_i , C_o e $C_{\dot{C}uk}$ são, respectivamente, os capacitores de desacoplamento, de saída e característico do conversor Ćuk, L_i e L_o os respectivos indutores de entrada e de saída, s o transistor MOSFET e d o diodo.	63

Figura 7.1: Mapa de Ontário com destaque para Oshawa na elipse verde. Adaptado de: http://www.ojs.ouinternational.ca/about-ontario . Acesso em 24/05/2018.	65
Figura 7.2: Leste da GTA ampliada com destaque para Oshawa, inscrita no quadrilátero vermelho. Adaptado de <i>Google Maps</i>	66
Figura 7.3: Oshawa – ON. Destaque para a UOIT, inscrita na elipse amarela. Adaptado de <i>Google Maps</i>	67
Figura 7.4: Estrutura mecânica que comporta as lentes de Fresnel (material transparente do canto superior esquerdo da imagem direita), seis espelhos frios e o módulo fotovoltaico maior.	68
Figura 7.5: Refletância (laranja) e transmitância (azul) do espelho frio a 45° de ângulo de incidência.	69
Figura 7.6: Fluxograma da validação dos parâmetros de entrada desconhecidos do modelo computacional para módulos fotovoltaicos comerciais.	74
Figura 8.1: Distribuição espectral recebida pelo módulo fotovoltaico para casos de espreadimento de raios luminosos durante os experimentos.	75
Figura 8.2: O módulo fotovoltaico menor (MFm), de área igual a 150 cm ² , composto por trinta e seis células em série.	77
Figura 8.3: O módulo fotovoltaico maior (MFM), de área igual a 576 cm ² , composto por trinta e seis células em série.	77
Figura 8.4: Comparação entre as curvas I-V e P-V do modelo computacional e dos experimentos para o MFm em medições ambientes sem concentradores de raios luminosos.	79
Figura 8.5: Comparação entre as curvas I-V e P-V do modelo computacional e dos experimentos para o MFm em medições ambientes com concentradores de raios luminosos.	81
Figura 8.6: Medidas da irradiância concentrada e da temperatura da superfície traseira do MFM sob concentradores de raios de luz.	82
Figura 8.7: Comparação entre as curvas I-V e P-V do modelo computacional e dos experimentos para o MFM em medições ambientes com concentradores de raios luminosos.	83
Figura 8.8: Curvas I-V e P-V experimentais para o MFM sem (azul e vermelho) e sob concentradores de luz (verde e roxo).	83
Figura 8.9: Comparações entre as potências geradas e as eficiências entre o módulo fotovoltaico menor (MFm) e o maior (MFM) sem e com concentradores de luz (CPV).	85
Figura 8.10: Curvas I-V do KC200GT (datasheet) - T = 25°C... ..	89
Figura 8.11: Curvas I-V do KC200GT (simulação) - T = 25°C.. ..	89

Figura 8.12: Curvas I-V do KC200GT (datasheet) - $S = 1000$ W/m ²	90
Figura 8.13: Curvas I-V do KC200GT (simulação) - $S = 1000$ W/m ²	90
Figura 8.14: Curvas I-V e P-V do JKM260-P (datasheet), $T = 25^{\circ}\text{C}$	91
Figura 8.15: Curvas I-V do JKM260-P (simulação) - $T = 25^{\circ}\text{C}$.	91
Figura 8.16: Curvas P-V do JKM260-P (simulação) - $T = 25^{\circ}\text{C}$.	92
Figura 8.17: Curvas I-V do 305MS-FG (datasheet) - $T = 25^{\circ}\text{C}$ (esquerda), S variável - $S = 1000$ W/m ² (direita), T variável.....	92
Figura 8.18: Curvas I-V do 305MS-FG (simulação) - $T = 25^{\circ}\text{C}$.	93
Figura 8.19: Curvas I-V do 305MS-FG (simulação) - $S = 1000$ W/m ²	93

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Relações das variações das grandezas elétricas (tensão, corrente, resistências paralelo e série) em módulos fotovoltaicos constituídos por células conectadas em série (n_s), paralelo (n_p) ou série e paralelo.....	12
Tabela 4.1: Algumas características dos conversores CC-CC básicos não-isolados.....	39
Tabela 4.2: Algumas características dos conversores CC-CC básicos isolados.....	41
Tabela 5.1: Resumo das características dos métodos MPPT apresentados.....	50
Tabela 5.2: Algoritmo P&O, com valores atuais da potência, tensão no módulo e razão cíclica ($P(i)$, $V(i)$ e $D(i)$) e anteriores das mesmas grandezas ($P(i-1)$, $V(i-1)$ e $D(i-1)$).....	51
Tabela 8.1: As posições do sol e das células solares antes dos experimentos e as medidas de irradiância obtidas.....	76
Tabela 8.2: Condições atmosféricas durante o experimento obtidas via o software SMARTS.....	76
Tabela 8.3: Resultados da simulação e experimentais do MFm sem concentradores de raios luminosos, $S^{exp} = 595 \text{ W/m}^2$ e $T^{exp} = 30^\circ\text{C}$	78
Tabela 8.4: Resultados da simulação e experimentais do MFm com concentradores de raios luminosos, $S^{exp} = 2100 \text{ W/m}^2$ e $T^{exp} = 66^\circ\text{C}$	80
Tabela 8.5: Resultados da simulação e experimentais do MFm com concentradores de raios luminosos, $S^{exp} = 912 \text{ W/m}^2$ e $T^{exp} = 122^\circ\text{C}$	82
Tabela 8.6: Resultados experimentais para o MFm nos dois casos analisados.....	84
Tabela 8.7: Parâmetros simulados para o KC200GT nas STC... ..	85
Tabela 8.8: Parâmetros simulados para o KC200GT nas NOCT.....	86
Tabela 8.9: Parâmetros simulados para o JKM260P nas STC.	86
Tabela 8.10: Parâmetros simulados para o JKM260P nas NOCT.....	86
Tabela 8.11: Parâmetros simulados para o JKM250P nas STC.	87
Tabela 8.12: Parâmetros simulados para o JKM250P nas NOCT.....	87
Tabela 8.13: Parâmetros simulados para o KuDymond 305MS-FG nas STC.....	87
Tabela 8.14: Parâmetros simulados para o KuDymond 305MS-FG nas NOCT.....	87

Tabela 8.15: Parâmetros simulados para o KuDymond 315MS-FG
nas STC..... 88

Tabela 8.16: Parâmetros simulados para o KuDymond 315MS-FG
nas NOCT..... 88

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AM – *Air Mass* (do inglês, Massa de Ar)
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
BA – Bahia
BJT – *Bipolar Junction Transistor* (do inglês, Transistor de Junção Bipolar)
BLDC – *Brushless Direct Current* (do inglês, Corrente Contínua Sem Escovas)
CA – Corrente Alternada
CA-CA – De Corrente Alternada para Corrente Alternada
CA-CC – De Corrente Alternada para Corrente Contínua
CC – Corrente Contínua
CC-CA – De Corrente Contínua para Corrente Alternada
CC-CC – De Corrente Contínua para Corrente Contínua
CE – Ceará
CERL – *Clean Energy Research Laboratory* (do inglês, Laboratório de Pesquisa em Energia Limpa)
CIGS – *Copper Indium Gallium Selenide* (do inglês, Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio)
CNPq – Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
CondInc – Condutância Incremental
CPV – *Concentrated Photovoltaics* (do inglês, Fotovoltaica Concentrada)
DLR - *Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt* (do alemão, Centro Aeroespacial Alemão)
DSP – *Digital Signal Processor* (do inglês, Processador Digital de Sinais)
DSSC – *Dye Sensibilized Solar Cells* (do inglês, Células Solares Sensibilizadas por Corantes)
EUA – Estados Unidos da América
FF – *Fill Factor* (do inglês, Fator de Preenchimento)
FV - Fotovoltaica
GE – *General Electric*
GM – *General Motors*
GMT – *Greenwich Mean Time* (do inglês, Tempo Médio de Greenwich)
GO – Goiás
Grucad – Grupo de Concepção e Análise de Dispositivos Eletromagnéticos
GTA – *Grand Toronto Area* (do inglês, Área da Grande Toronto)
GTO – *Gate Turn-Off Thyristor*
IA – Inteligência Artificial

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IC – Iniciação Científica
IGBT - *Insulated Gate Bipolar Transistor* (do inglês, Transistor Bipolar de Porta Isolada)
IGCT – *Integrated Gate-Commutated Thyristors* (do inglês, Tiristores Comutados de Porta Integrada)
INEP – Instituto de Eletrônica de Potência
INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPM – *Intelligent Power Module* (do inglês, Módulo de Potência Inteligente)
 I_{sc} frac – Método da Corrente de Curto-Circuito Fracionada
IV - Infravermelho
LCOE – *Levelized Cost of Energy* (do inglês, Custo Nivelado de Energia)
MATLAB – *Matrix Laboratory*
MCC – Modo de Condução Contínua
MCCr - Modo de Condução Crítica
MCD - Modo de Condução Descontínua
MFM – Módulo Fotovoltaico Maior
MFm – Módulo Fotovoltaico Menor
MG – Minas Gerais
MOSFET - *Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor* (do inglês, Transistor de Efeito de Campo de Semicondutor de Óxido Metálico)
MPP – *Maximum Power Point* (do inglês, Ponto de Máxima Potência)
MPPT – *Maximum Power Point Tracker* (do inglês, Rastreador do Ponto de Máxima Potência)
MT1 - Método da Temperatura com Medição Direta
MT2 – Método da Temperatura com Medição Indireta
NASA – *National Aeronautics and Space Administration* (do inglês, Administração Nacional da Aeronáutica e Espaço)
NREL – *National Renewable Energy Laboratory* (do inglês, Laboratório Nacional de Energia Renovável)
NOCT – *Nominal Operating Cell Temperature* (do inglês, Temperatura de Operação Nominal da Célula)
ON – Ontário
ONU – Organização das Nações Unidas
PCI – Placa de Circuito Impresso
PhD – *Philosophiae Doctor* (do latim, Doutor da Filosofia)
PI – Piauí
PWM – *Pulse Width Modulation* (do inglês, Modulação por Largura de Pulso)

P&O – Perturba e Observa
RH – Recursos Humanos
RNA – Redes Neurais Artificiais
SC – Santa Catarina
SEPIC – *Single-Ended Primary-Inductor Converter*
SP – São Paulo
STC - *Standard Test Conditions* (do inglês, Condições Padrões de Teste)
TCC – Trabalho de Conclusão de Curso
TO – Tocantins
UD – Unidade Dobson
UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina
UFV – Usina Fotovoltaica
UOIT – *University of Ontario Institute of Technology*
USB – *Universal Serial Bus*
UV - Ultravioleta
 V_{cte} – Método da Tensão Constante
VE – Veículos Elétricos
 $V_{oc\text{ frac}}$ – Método da Tensão de Circuito Aberto Fracionada

LISTA DE SÍMBOLOS

Legenda:

Símbolo² – Significado [Unidade(s) utilizada(s) no trabalho]³

A – Área [m^2 ou cm^2]

$C_{\acute{C}uk}$ – Capacitor Característico do Conversor $\acute{C}uk$

C_i – Capacitor de Desacoplamento do Conversor $\acute{C}uk$

C_o – Capacitor de Saída do Conversor $\acute{C}uk$

D – Razão Cíclica

d – Diodo

\vec{E} – Campo Elétrico [V/m]

$E_{\text{fóton}}$ – Energia de Excitação dos Fótons [eV]

E_G – Energia da Banda de Valência [eV]

$h = 4,14 \times 10^{-15} \text{ eV.s}$ – Constante de Planck

I – Corrente Elétrica [A]

I_0 – Corrente de Saturação Reversa do Diodo [A]

I_a – Corrente Elétrica do Enrolamento de Armadura do Motor CC [A]

$I_{D_{\text{módulo}}}$ – Corrente do Diodo do Módulo Fotovoltaico [A]

I_f – Corrente Elétrica do Enrolamento de Campo do Motor CC [A]

I_i – Corrente Elétrica de Entrada [A]

$I_{\text{módulo}}$ – Corrente Elétrica do Módulo Fotovoltaico [A]

I_o – Corrente Elétrica de Saída [A]

I_{ph} – Corrente Fotogerada [A]

$I_{ph_{\text{módulo}}}$ – Corrente Fotogerada do Módulo Fotovoltaico [A]

I_{sc} – Corrente de Curto-Circuito [A]

i – Quantidade de iterações

i_L – Corrente no Indutor [A]

J_{ph} – Densidade de Corrente Elétrica Fotogerada [mA/cm^2]

$k = 1,38 \times 10^{-23} \text{ J/K}$ – Constante de Boltzmann

L_{AF} – Indutância Mútua entre os Enrolamentos da Armadura e do Campo do Motor CC [H]

L_i – Indutor de Entrada do Conversor $\acute{C}uk$

L_o – Indutor de Saída do Conversor $\acute{C}uk$

M – Motor Elétrico

² Para constantes físicas, o símbolo precede o valor atribuído à constante e à unidade utilizada. O significado é fornecido no final.

³ Para grandezas adimensionais e elementos de circuitos, a unidade é suprimida.

N_P – Número de Espiras no Enrolamento Primário do Transformador
 N_S – Número de Espiras no Enrolamento Secundário do Transformador
 n – Fator de Idealidade do Diodo
 n_P – Número de Elementos Conectados em Paralelo
 n_S – Número de Elementos Conectados em Série
 P – Potência [W]
 P_p – Potência de Pico [W]
 $q = 1,602 \times 10^{-19}$ C – Carga Elementar
 R_{ei} – Resistência Elétrica Efetiva de Entrada [Ω]
 R_o – Resistência Elétrica de Saída [Ω]
 R_p – Resistência Elétrica Shunt [Ω]
 $R_{p_{\text{módulo}}}$ – Resistência Elétrica Shunt do Módulo Fotovoltaico [Ω]
 R_s – Resistência Elétrica Série [Ω]
 $R_{s_{\text{módulo}}}$ – Resistência Elétrica Série do Módulo Fotovoltaico [Ω]
 r_a – Resistência Elétrica do Enrolamento de Armadura do Motor CC [Ω]
 S – Irradiância [W/m^2]
 S^{exp} – Irradiância Experimental [W/m^2]
 $S^{\text{STC}} = 1000 \text{ W}/\text{m}^2$ – Irradiância nas Condições Padrões de Teste
 s – Interruptor Eletrônico de Potência
 T – Temperatura [$^{\circ}\text{C}$ ou K]
 T^{exp} – Temperatura Experimental [$^{\circ}\text{C}$]
 $T^{\text{STC}} = T_{\text{STC}} = 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$ – Temperatura nas Condições Padrões de Teste
 t_a – Tempo em Aberto do Interruptor Eletrônico [μs ou ns]
 t_c – Tempo de Condução do Interruptor Eletrônico [μs ou ns]
 t_o – Tempo de Descarga do Indutor [μs ou ns]
 V – Tensão Elétrica, Diferença de Potencial Elétrico – d.d.p – ou Força Eletromotriz [V]
 V_a – Tensão Elétrica do Enrolamento de Armadura do Motor CC [V]
 $V_{D_{\text{módulo}}}$ – Tensão Elétrica do Diodo do Módulo Fotovoltaico [V]
 V_i – Tensão Elétrica de Entrada [V]
 V_{max} – Tensão Elétrica no MPP do Módulo Fotovoltaico [V]
 $V_{\text{max}}^{\text{STC}}$ – Tensão Elétrica no MPP do Módulo Fotovoltaico nas STC [V]
 $V_{\text{módulo}}$ – Tensão Elétrica do Módulo Fotovoltaico [V]
 V_o – Tensão Elétrica de Saída [V]
 V_{oc} – Tensão de Circuito Aberto [V]
 V_{oc}^{STC} – Tensão de Circuito Aberto nas Condições Padrões de Teste [V]
 ν – Frequência [Hz]
 η – Eficiência Fotovoltaica

$\theta_{m\acute{a}x}$ – Inclinação Máxima da Curva de Carga [°]

$\theta_{m\acute{i}n}$ – Inclinação Mínima da Curva de Carga [°]

$\theta_{R_{ei}}$ – Inclinação da Curva de Carga [°]

λ – Comprimento de Onda [nm]

u_I – Coeficiente de Temperatura da Corrente Elétrica [A/ °C]

u_V – Coeficiente de Temperatura da Tensão Elétrica [V/ °C]

$u_{V_{max}}$ – Coeficiente de Temperatura da Tensão Elétrica no MPP [V/ °C]

$u_{V_{oc}}$ – Coeficiente de Temperatura da Tensão de Circuito Aberto [V/ °C]

ω_r – Velocidade do Rotor do Motor CC [rad/s]

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. CONCEITOS DE FOTOVOLTAICA	5
2.1 Efeito fotovoltaico e física dos semicondutores.....	5
2.2 Tecnologias empregadas na manufatura de módulos fotovoltaicos	8
2.3 Circuito elétrico equivalente e curvas características.....	11
3. GEOGRAFIA E ASTRONOMIA EM FOTOVOLTAICA...	19
3.1 Conceitos geográficos e astronômicos	19
3.2 Paradigmas solares Brasil - Canadá	23
3.2.1 Brasil	23
3.2.2 Canadá.....	25
4. CONVERSORES CC-CC E CC-CA	33
4.1 Histórico.....	33
4.2 Conversores CC-CC básicos	37
4.3 Introdução aos conversores CC-CA com aplicações em fotovoltaica.....	41
5. RASTREADORES DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA	45
5.1 Operação do circuito rastreador	45
5.2 Estimação do MPP e das curvas I-V e P-V através de carga variável	48
5.3 Métodos MPPT	49
5.3.1 Método Perturba e Observa (P&O).....	51
5.3.2 Método da Condutância Incremental (CondInc)	52
5.3.3 Métodos indiretos convencionais da tensão constante, da tensão de circuito aberto fracionada e da corrente de curto-circuito fracionada	53
5.3.4 Métodos baseados na temperatura.....	53
5.3.5 Métodos inteligentes baseados na lógica difusa e em redes neurais artificiais	55

6.	ENGENHARIA FOTOVOLTAICA.....	57
6.1	Concentradores de raios solares	57
6.2	Aplicações de fotovoltaica	61
7.	METODOLOGIA.....	65
7.1	Metodologia experimental	65
7.2	Modelo computacional.....	70
7.3	Modelagem do espectro solar.....	71
7.4	Modelo computacional aplicado a módulos fotovoltaicos comerciais	72
8.	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	75
8.1	Módulo fotovoltaico menor sem ação de concentradores de luz	78
8.2	Módulo fotovoltaico menor sob ação de concentradores de luz	79
8.3	Módulo fotovoltaico maior com e sem concentradores de luz	81
8.4	Conclusões relacionadas com a superfície dos módulos fotovoltaicos	844
8.5	Módulos fotovoltaicos comerciais	85
9.	CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	95
10.	REFERÊNCIAS	97
	APÊNDICE A – MODELO COMPUTACIONAL PARA CÉLULAS E MÓDULOS DESCONHECIDOS	
	APÊNDICE B - MODELO COMPUTACIONAL PARA MÓDULOS COMERCIAIS	

1 INTRODUÇÃO

A energia fotovoltaica tem se tornado cada vez mais competitiva no mercado energético global devido ao desenvolvimento tecnológico em campos de estudo estratégicos para este setor. Dentre as áreas de maior avanços se destacam: a ótica, a metalurgia, a mecânica, a ciência dos materiais e a eletrônica (KUMAR; SHRIVASTAVA; UNTAWALE, 2015). Em virtude desses avanços, os módulos fotovoltaicas tornaram-se mais eficientes e acessíveis, o que expandiu a utilização da energia solar a diversas aplicações além das já utilizadas antes de 2005, as quais se limitavam a aquecer a água dos encanamentos das edificações e gerar eletricidade em redes isoladas, tal como é feito em satélites e pequenos sítios e fazendas longe da rede de distribuição de energia elétrica.

Essa acessibilidade aos dispositivos solares está atrelada à redução de custos com a matéria-prima e a manufatura dos módulos somada à irrisória cifra com manutenções. Segundo (KUMAR; SHRIVASTAVA; UNTAWALE, 2015), o custo nivelado de energia (LCOE), isto é, a razão entre o custo total para projetar, operar e manter um sistema energético e a energia gerada durante toda a vida útil da tecnologia (em kWh ou MWh), fotovoltaica deve cair de US\$170-250/MWh em 2015 para US\$97-130/MWh em 2020 devido a melhoras na eficiência dos módulos solares. No campo da eletrônica, dispositivos que fazem uso de células solares, tais como carregadores solares de bateria por exemplo, começaram a ser desenvolvidos para serem vendidos no mercado.

Assim como outras fontes energéticas renováveis, na década posterior à crise energética mundial de 1973, a pesquisa e desenvolvimento em fotovoltaica recebeu maciço incentivo fiscal de companhias de telecomunicação, as quais objetivavam desenvolver sistemas alternativos de alimentação para centrais telefônicas em regiões isoladas (COELHO, 2013). Contudo, nesta década e na seguinte, poucos sistemas fotovoltaicos foram implementados na prática devido a não só a baixa eficiência, mas também ao custo elevado da tecnologia na época.

A partir dos anos 1990, entretanto, a situação se modificou. Por serem uma fonte de energia limpa, ou seja, que não emitem poluentes e gases estufa na geração energética, os módulos fotovoltaicos contribuem para a manutenção da biodiversidade e do equilíbrio ecológico assim como do desenvolvimento sustentável; três temas que foram maciçamente discutidos nas grandes conferências ecológicas globais ECO-92 (1992) e Rio+20 (2012). Além do que, compromissos internacionais para o desenvolvimento sustentável foram assumidos pela maioria das nações por meio de acordos, dos quais são citados o Protocolo

de Kyoto (1997) e o Acordo de Paris (2016). Ainda, faz-se menção ao item sete das Metas do Milênio, desenvolvidas pela ONU entre 2000 e 2015, o qual está relacionado a assegurar a sustentabilidade ambiental do planeta (UNITED NATIONS, 2000), bem como das dezessete metas, promovidas pela mesma entidade, para assegurar o desenvolvimento sustentável de 2016 até 2030.

Sobre esses últimos objetivos das Nações Unidas, o que mais se relaciona com a tecnologia fotovoltaica é o sétimo, o qual dentre vários itens, almeja-se que, até 2030 (UNITED NATIONS, 2016):

- A cota de fontes de energia renovável seja aumentada nos sistemas de energia;
- A taxa global de melhorias em eficiência energética seja dobrada;
- Seja garantida a cooperação internacional para facilitar o acesso à pesquisa e tecnologia para promover investimentos em energia limpa;
- A infraestrutura seja expandida e a tecnologia para suprir serviços modernos de energia sustentável seja atualizada para todos os países em desenvolvimento, em especial os mais pobres, com território pequeno e com localização em regiões isoladas, como ilhas por exemplo.

Dado o interesse e a importância que a energia fotovoltaica tem desempenhado no mundo, o objetivo geral deste Trabalho de Conclusão de Curso é propor um modelo computacional para análise de células e módulos fotovoltaicos. Essa análise é realizada por meio do conhecimento de alguns parâmetros dos dispositivos fotovoltaicos, os quais, a depender do parâmetro, podem ser obtidos por meio do catálogo do fabricante ou via ensaios em laboratório. De modo geral, estes parâmetros dizem respeito às curvas I-V e P-V, à eficiência, ao fator de preenchimento, à potência de pico e aos valores de tensão e de corrente no ponto de máxima potência e nos extremos das curvas sob quaisquer condições de irradiância e de temperatura.

Através desse modelo, serão obtidas informações de módulos comerciais para as condições padrões de teste (STC – *Standard Test Conditions*) e para a temperatura nominal de operação da célula (NOCT – *Nominal Operating Cell Temperature*). Ainda, para módulos de parâmetros desconhecidos, estudados em laboratório, serão traçadas as curvas mencionadas e calculados os fatores de preenchimento e as eficiências a fim de comparar o modelo computacional com os resultados experimentais. Sobre esta parte prática, dois casos serão estudados: sem e com o emprego de espelhos frios, que são dielétricos e que espalham

luz do espectro visível, e de lentes de Fresnel, as quais são concentradores de raios solares. Também se pretende realizar uma extensa revisão do estado da arte referente aos processos envolvidos na geração fotovoltaica.

Portanto, os objetivos específicos deste TCC são:

I. Determinar a viabilidade do uso de lentes de Fresnel e de espelhos separadores de raios luminosos em aplicações fotovoltaicas por meio de um aparato experimental sob raios solares concentrados e espalhados;

II. Desenvolver um modelo computacional para determinar, sob quaisquer condições de temperatura e de irradiância, as curvas I-V e P-V, eficiência e fator de preenchimento de células e módulos fotovoltaicos bem como de grandezas elétricas no ponto de máxima potência e nos extremos das curvas;

III. Comparar os resultados experimentais com os da simulação computacional;

IV. Prever a alteração de curvas e parâmetros em módulos fotovoltaicos comerciais.

Em vista desses objetivos, este Trabalho de Conclusão de Curso é organizado em nove capítulos, de tal maneira que o primeiro é esta introdução. O capítulo 2 engloba os conceitos de fotovoltaica, tais como efeito fotovoltaico, física dos semicondutores, circuitos equivalentes e curvas características de módulos fotovoltaicos.

No capítulo 3, é explorada a influência dos aspectos geográficos e astronômicos na geração de energia elétrica proveniente de dispositivos solares. Nessa parte, também é feito um comparativo sobre esses aspectos e sobre o desenvolvimento da utilização da energia fotovoltaica entre o Brasil e o Canadá com foco na província de Ontário, porque foi o país e a região onde a parte experimental deste trabalho foi realizada.

O capítulo 4 aborda dispositivos bastante utilizados em cascata com módulos e arranjos fotovoltaicos, isto é, conversores CC-CC e inversores. Ademais, nesta parte, inicialmente é contada a história da eletrônica de potência a fim de mostrar o desenvolvimento tecnológico e o contexto em que surgiram esses dispositivos.

Após desenvolvidos os capítulos 2 a 4, pode-se, no capítulo 5, trabalhar com os conteúdos apresentados neles para explicar o funcionamento de um conversor CC-CC operando como rastreador do ponto de máxima potência. Além do que, este capítulo também apresenta alguns dos métodos MPPT mais difundidos na literatura e no mercado assim como um método de ensaio simples e barato para a determinação de curvas I-V e P-V em células e módulos solares.

Com a finalidade de concluir os conteúdos relacionados à fotovoltaica neste trabalho, introduz-se, no capítulo 6, conceitos de óptica aplicados a concentradores de raios luminosos, com ênfase nas lentes de Fresnel. Também neste capítulo é feito um resumo das diversas aplicações que a fotovoltaica tem proporcionado em benefício da humanidade.

No capítulo 7, é apresentada a metodologia desenvolvida neste TCC, para, no capítulo 8, serem expostos os resultados de simulação e experimentais. Por fim, no nono capítulo, escreve-se a conclusão do trabalho, seção em que os resultados são reforçados, os objetivos são validados e as considerações finais são elaboradas.

2 CONCEITOS DE FOTOVOLTAICA

O módulo fotovoltaico, que é constituído por número determinado de células fotovoltaicas configuradas em série, em paralelo ou em ambas as disposições, é uma fonte de energia elétrica em CC. Nesta seção, serão abordados alguns conceitos-chave concernentes a esse dispositivo, tais como: o efeito fotovoltaico, a física dos semicondutores, as tecnologias de manufatura, o circuito elétrico equivalente e as curvas características de corrente (I-V) e de potência (P-V) de células e módulos solares.

2.1 Efeito fotovoltaico e física dos semicondutores

A eletricidade produzida pelas células solares, compostas de materiais semicondutores, é explicada pelo efeito fotovoltaico, descoberto em 1839 pelo físico francês Alexandre-Edmond Becquerel, aos dezenove anos de idade. Em sua descoberta, o cientista observou a geração de corrente elétrica quando dois eletrodos de platina imersos em um eletrólito, constituído de cloreto de prata dissolvido em uma solução ácida, eram iluminados com a luz do sol (JÄGER et al., 2014). Contudo, Becquerel não foi capaz de formular uma teoria que explicasse as causas de tal efeito (COELHO, 2008).

Somente após Albert Einstein, em 1905, explicar o efeito fotoelétrico e criar os conceitos de energia quantizada e fóton, somado com o desenvolvimento nas décadas seguintes da mecânica quântica, principalmente na teoria da dualidade onda-partícula e física dos semicondutores, explicou-se a física do fenômeno fotovoltaico (COELHO, 2008). Diferentemente do efeito fotoelétrico, no qual elétrons são emitidos de uma superfície metálica para o meio externo (ar ou vácuo) em decorrência de radiação luminosa, o efeito fotovoltaico desprende essas partículas dos átomos, mas não do meio interno (célula), de maneira a gerar diferença de potencial elétrico entre as junções de dois materiais semicondutores diferentes em resposta à irradiação eletromagnética (JÄGER et al., 2014). Destaca-se também a semelhança entre os fenômenos: os elétrons são excitados pela radiação a, pelo menos, uma frequência suficiente, dependente das propriedades do material, para se desprenderem dos átomos dos elementos que constituem a superfície absorvedora de luz.

Em vista de as consequências do efeito fotovoltaico acontecerem no interior da célula, abre-se um parêntesis para elucidar sobre a física dos semicondutores e, assim, auxiliar na compreensão desse fenômeno físico. Materiais dessa categoria, quando formados por substâncias

simples, ou seja, constituídos por átomos do mesmo elemento químico, possuem todos os elétrons da camada de valência unidos por ligação covalente. No entanto, quando outros elementos químicos são adicionados controladamente ao sistema, de modo a formar substâncias compostas, dois eventos podem ocorrer a depender do número de partículas negativas na camada de valência dos novos integrantes.

Se a soma dos elétrons do novo elemento químico exceder a quantidade máxima permitida na última camada eletrônica, essas partículas ficam dispersas na banda de condução no exterior da molécula, porém confinadas no interior do material. Isso acarreta na formação de substratos de tipo *n* visto que o sistema fica negativamente carregado. Contudo, se a soma dos elétrons desse elemento não atingir a quantidade máxima permitida na camada de valência, criam-se lacunas, ou seja, espaços a serem preenchidos por elétrons, na banda de valência na molécula, o que acarreta na formação de substratos de tipo *p* uma vez que o sistema fica positivamente carregado.

A união entre os substratos *p* e *n* resulta em uma junção *pn*, a qual é separada pela zona de depleção, que, por sua vez, é gerada em virtude da recombinação de alguns elétrons do lado *n* difundidos para o lado *p* e algumas lacunas do lado *p* difundidas para o lado *n* (COELHO, 2008). Ademais, visto que os dois lados da junção estão carregados eletricamente, origina-se um campo elétrico (\vec{E}) e, por conseguinte, uma diferença de potencial, os quais são diretamente proporcionais à difusão de portadores de carga (COELHO, 2008). Um esquema dessa junção pode ser visualizado na Figura 2.1.

Após explicada sutilmente a física dos semicondutores, retorna-se ao efeito fotovoltaico. Nesse fenômeno, estimula-se a geração de portadoras de carga devido à absorção de fótons pelos materiais constituintes da célula, em outras palavras, a energia radiativa é convertida em energia química por gerar mais pares elétrons-lacunas. Todavia, nem todo fóton consegue desprender elétrons das moléculas. É necessário recordar que a partícula luminosa deve ser capaz de vibrar em determinada frequência a fim de fornecer energia que, no mínimo, seja capaz de excitar a portadora de carga negativa da banda de valência para a banda de condução (conforme Figura 2.2), isto é, essa energia deve ser igual ou superior à energia de banda proibida (*bandgap*) (COELHO, 2008). Matematicamente, essa explicação é representada por:

$$E_{\text{fóton}} = h\nu \geq E_G \quad (2.1)$$

Onde:

$E_{fóton}$ – Energia de Excitação dos Fótons [eV]
 h – Constante de Planck ($4,14 \times 10^{-15}$ eV.s)
 ν – Frequência [Hz]
 E_G – Energia da Banda de Valência [eV]

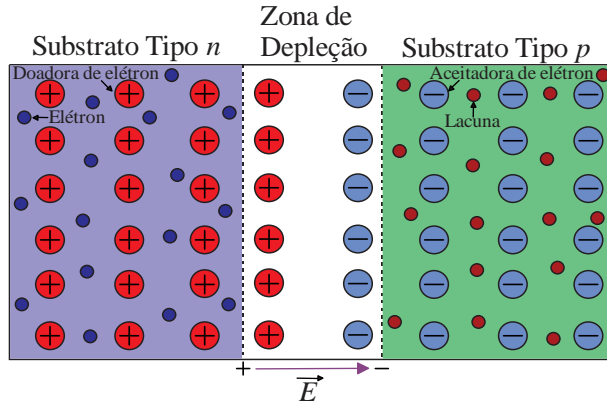


Figura 2.1: Esquema de junção pn presente em materiais semicondutores. O substrato tipo n , com excesso de elétrons, é representado à esquerda. Já o substrato tipo p , com excesso de lacunas, é representado à direita. Entre os dois, encontra-se a zona de depleção, onde age o campo elétrico.

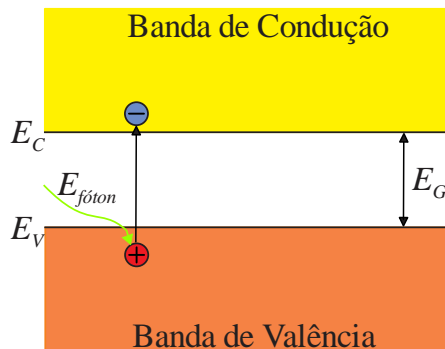


Figura 2.2: Representação da formação de pares elétrons-lacuna através do conceito de bandas energéticas.

Em seguida ao incremento de pares elétrons-lacuna, acontece a separação subsequente das portadoras de carga no interior da estrutura celular, ou seja, os elétrons são enviados para o substrato de tipo n enquanto as lacunas para o de tipo p , o que resulta na manutenção de uma diferença de potencial. Por fim, as partículas negativas podem

recombinar-se com as positivas por meio de um circuito externo. Então, em virtude do movimento dessas cargas, surge uma corrente elétrica e a energia química é convertida em energia elétrica. O fluxo de energia do efeito fotovoltaico é esquematizado na Figura 2.3.

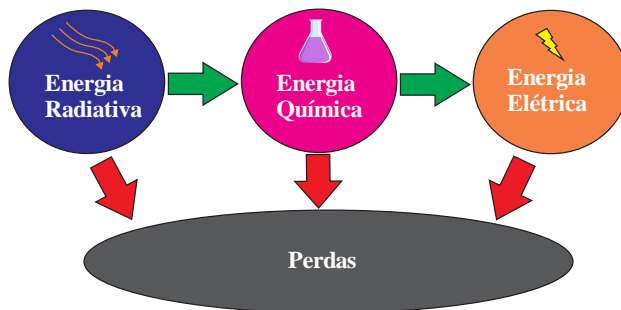


Figura 2.3: Fluxo de energia no efeito fotovoltaico.

Em relação às perdas representadas na Figura 2.3, sobrepõem-se duas, responsáveis por cerca de 50% das ocorrências em células fotovoltaicas (JÄGER et al., 2014). São elas: inabilidade de converter, em eletricidade, fótons com energia abaixo da banda proibida e termalização da energia desses *quanta* que excedem a *bandgap* (JÄGER et al., 2014). Portanto, a fim de melhorar consideravelmente a eficiência das células solares, deve-se trabalhar com materiais e técnicas que permitam a diminuição dessas duas perdas.

2.2 Tecnologias empregadas na manufatura de módulos fotovoltaicos

Em relação às tecnologias empregadas para confeccionar células fotovoltaicas, destaca-se que são classificadas em três gerações com base no material semiconductor de fabricação. As tecnologias de primeira geração, 90% do mercado fotovoltaico (PENG; LEE, 2011), utilizam, como matéria-prima, cristais de silício dopados comumente com boro, de modo a formar o substrato tipo *p*, e fósforo, de maneira a constituir o substrato tipo *n*. Esses cristais podem ser monocristalinos, os quais garantem eficiências comerciais na faixa de 15 a 20% e vida útil de vinte e cinco anos além de serem muito estáveis (RAVAL; GUPTA, 2015), ou policristalinos, que são menos caros e eficientes (eficiência em torno de 12% (COELHO, 2008)) que os primeiros.

Na segunda geração, destacam-se tecnologias fotovoltaicas de filme fino, tais como as de silício amorfo, as de telureto de cádmio (CdTe) e as de disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS). Embora o silício

amorfo aumente a absorção de raios solares em quarenta vezes quando comparado ao monocristalino e seja mais econômico e compatível com outros materiais, possui eficiência de 6 a 9% decrescente com o tempo (RAVAL; GUPTA, 2015). Com relação ao CdTe, destaca-se que é a tecnologia de filme fino mais barata, com menor custo de produção e das mais eficientes (acima de 16,7%) (RAVAL; GUPTA, 2015). Contudo, é uma substância química tóxica e de parca disponibilidade. Por fim, as CIGS possuem eficiências comerciais próximas às do silício cristalino (7 a 16%). No entanto, o processo de manufatura é mais complexo e custoso em relação às outras tecnologias (RAVAL; GUPTA, 2015).

Para concluir, apresentam-se as tecnologias de terceira geração, as quais, por ainda estarem em estágio de demonstração, não estão largamente difundidas no mercado (RAVAL; GUPTA, 2015). São as células fotovoltaicas de concentração, de multijunção, sensibilizadas por corantes e orgânicas. As células fotovoltaicas de concentração, conhecidas pela sigla CPV, cujo significado provém da expressão inglesa *concentrated photovoltaics*, utilizam espelhos curvos ou lentes com a finalidade de concentrar grande quantidade de raios luminosos em uma pequena superfície constituída de células fotovoltaicas. Por conseguinte, trabalham em altas temperaturas, elevam a geração e eficiência do sistema, a qual se aproxima de 30% em células de silício, e diminuem o custo da tecnologia solar significativamente (RAVAL; GUPTA, 2015). Ainda sobre CPV, cujos conceitos serão melhor explorados na seção 6.1, destaca-se o emprego dessa tecnologia para produzir e estocar gás hidrogênio (BICER; SPOTTE; DINCER, 2017) a fim de aproveitar a energia química desse combustível para, por exemplo, ser usada em veículos.

Ademais da tecnologia CPV, as células fotovoltaicas de multijunção III-V (lê-se três-cinco) utilizam de dois a cinco materiais semicondutores, compostos de elementos dopantes com três elétrons (alumínio, gálio, índio) ou cinco elétrons (arsênio, fósforo) na camada de valência com a finalidade de aumentar a faixa de absorção do espectro da luz solar. Em virtude disso, apresentam as maiores eficiências e são as mais caras dentre todas as tecnologias fotovoltaicas, o que justifica o emprego delas em tecnologia espacial e em CPV (JÄGER et al., 2014). Além do que, quando utilizadas em conjunto com concentradores de raios solares, atingem eficiências elevadíssimas, tal como o recorde mundial de 44,7% obtido, em 2012, pelo *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems* (RAVAL; GUPTA, 2015).

Por outro lado, existem as células fotovoltaicas sensibilizadas por corantes (DSSC), as quais combinam compostos orgânicos com

inorgânicos, o que resulta em eficiências de até 12% (RAVAL; GUPTA, 2015). Não raro, os corantes constituem a parte orgânica, a qual é responsável por absorver a luz do sol. Em relação à parte inorgânica, sua função é transformar energia solar em eletricidade. Todavia, muitos dos corantes orgânicos não são biodegradáveis e apresentam baixa estabilidade em temperaturas elevadas (RAVAL; GUPTA, 2015).

Por fim, apresentam-se as células fotovoltaicas orgânicas, as quais incorporam polímeros semicondutores para formar uma estrutura flexível, extremamente leve e fina, o que barateia os custos de produção, transporte e instalação dos módulos constituídos por essas células (RAVAL; GUPTA, 2015). Entretanto, essa tecnologia apresenta baixa eficiência, em torno de 8,4%, na conversão de energia solar para elétrica, embora, em um estudo, tenha apresentado um pico de 15% (RAVAL; GUPTA, 2015).

Além dos materiais semicondutores, uma célula fotovoltaica também é constituída por: contatos metálicos em ambos os lados da junção para conexão com o circuito externo, e, na camada frontal, uma fina camada de fibras de prata para facilitar a condução de corrente elétrica, revestimento antirreflexo para maximizar a absorção de luz e, no caso das tecnologias não flexíveis, camada de vidro temperado grudada a um adesivo transparente a fim de proteger o sistema mecanicamente, isto é, da ação da chuva, do vento e da neve (PATEL, 2006). Uma representação desse elemento fotovoltaico pode ser contemplada na Figura 2.4.

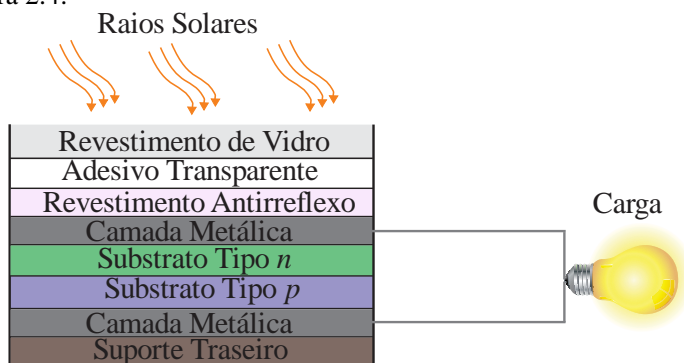


Figura 2.4: Representação das camadas de uma célula fotovoltaica, constituída de materiais semicondutores robustos na junção pn , conectada a uma lâmpada.

2.3 Circuito elétrico equivalente e curvas características

O circuito elétrico equivalente de uma célula solar ideal pode ser modelado, com base no efeito fotovoltaico, como uma fonte de corrente independente, que representa a corrente fotogerada (I_{ph}), em antiparalelo com um diodo, o qual representa a junção *pn* da tecnologia. Isso pode ser visualizado na Figura 2.5.

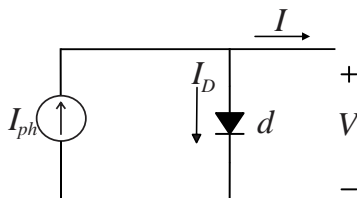


Figura 2.5: Circuito equivalente de uma célula, módulo ou arranjo fotovoltaico ideal.

No entanto, devido às perdas ocasionadas pela queda de tensão nos contatos metálicos e pelas correntes de fuga no interior da célula, o circuito elétrico equivalente é modificado a fim de integrar essas características ao sistema. Então, por meio da inserção de um resistor em série ao circuito externo e de um resistor em paralelo (*shunt*) ao diodo, as respectivas perdas são representadas no diagrama da Figura 2.6.

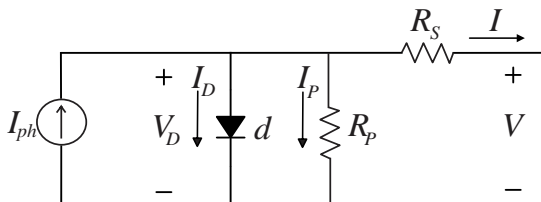


Figura 2.6: Circuito equivalente de uma célula, módulo ou arranjo fotovoltaico com as perdas consideradas.

Ao assumir células com parâmetros idênticos, pode-se conectá-las em série, em paralelo ou em uma configuração mista para fabricar um módulo fotovoltaico. Quando esse dispositivo é constituído somente por células conectadas em série, altera-se a tensão, que se torna a multiplicação entre a quantidade delas e a tensão individual, e as resistências, as quais, de modo similar ao que ocorre com a tensão, possuem os valores individuais multiplicados pelo número de elementos agregados. De maneira diferente, quando o módulo é composto só por

células interligadas em paralelo, modificam-se a corrente elétrica, que é multiplicada pela quantidade de células, e as resistências, porém, agora, possuem os valores individuais divididos por esse número de elementos.

Por fim, quando as duas configurações de disposição de células são combinadas em um módulo fotovoltaico, as mudanças nos parâmetros seguem conforme as verificadas em série e em paralelo. Aqui, destacam-se os parâmetros de resistência uma vez que sofrem alterações nos dois casos. Portanto, reforça-se que as resistências equivalentes de módulos desse tipo são as resistências individuais das células vezes o número de elementos em série dividido pela quantidade em paralelo. Na Tabela 2.1, disponível abaixo, apresenta-se um resumo da mudança dos parâmetros do módulo segundo as conexões celulares.

Tabela 2.1: Relações das variações das grandezas elétricas (tensão, corrente, resistências paralelo e série) em módulos fotovoltaicos constituídos por células conectadas em série (n_s), paralelo (n_p) ou série e paralelo.

	Série (n_s)	Paralelo (n_p)	Série e Paralelo
Tensão entre as junções (V)	$V_{\text{módulo}} = n_s V$	$V_{\text{módulo}} = V$	$V_{\text{módulo}} = n_s V$
Corrente gerada (I)	$I_{\text{módulo}} = I$	$I_{\text{módulo}} = n_p I$	$I_{\text{módulo}} = n_p I$
Resistência paralelo (R_p)	$R_{p\text{módulo}} = n_s R_p$	$R_{p\text{módulo}} = \frac{R_p}{n_p}$	$R_{p\text{módulo}} = \frac{n_s R_p}{n_p}$
Resistência série (R_s)	$R_{s\text{módulo}} = n_s R_s$	$R_{s\text{módulo}} = \frac{R_s}{n_p}$	$R_{s\text{módulo}} = \frac{n_s R_s}{n_p}$

Cabe ressaltar também que, embora não empregados neste trabalho, existem os arranjos fotovoltaicos. Esses são constituídos por agrupamentos de módulos fotovoltaicos em série, paralelo ou em ambas as configurações. Além do que, as grandezas elétricas equivalentes desses arranjos podem ser obtidas através dos mesmos princípios físico-matemáticos utilizados para extrai-las dos módulos. Portanto, enquanto os módulos fotovoltaicos extraem corrente, tensão e resistências

equivalentes da conexão entre células, os arranjos obtêm essas grandezas da interligação entre módulos.

Da Figura 2.6, por análise de circuitos, obtêm-se as seguintes equações:

$$I_{\text{módulo}} = I_{ph\text{módulo}} - I_{D\text{módulo}} - \frac{V_{D\text{módulo}}}{R_{p\text{módulo}}} \quad (2.2)$$

$$V_{D\text{módulo}} = V_{\text{módulo}} + I_{\text{módulo}} R_{S\text{módulo}} \quad (2.3)$$

Onde $I_{D\text{módulo}}$ é dado pela Equação de Shockley conforme abaixo:

$$I_{D\text{módulo}} = I_0 \left[e^{\frac{qV_{D\text{módulo}}}{nkT}} - 1 \right] \quad (2.4)$$

Onde:

$I_{D\text{módulo}}$ – Corrente do Diodo do Módulo Fotovoltaico [A]

I_0 – Corrente de Saturação Reversa do Diodo [A]

q – Carga Elementar ($1,602 \times 10^{-19}$ C)

$V_{D\text{módulo}}$ – Tensão Elétrica do Diodo do Módulo Fotovoltaico [V]

n – Fator de Idealidade do Diodo

k – Constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K)

T – Temperatura [K]

Da equação (2.4), define-se que I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo, q é a carga elementar, n é o fator de idealidade do diodo, o qual varia entre 1 e 2, k é a constante de Boltzmann e T é a temperatura de operação em Kelvin. Ainda, ao combinar (2.3) e (2.4) em (2.2), obtém-se:

$$I_{\text{módulo}} = I_{ph\text{módulo}} - I_0 \left\{ e^{\frac{q(V_{\text{módulo}} + I_{\text{módulo}} R_{S\text{módulo}})}{nkT}} - 1 \right\} - \left(\frac{V_{\text{módulo}} + I_{\text{módulo}} R_{S\text{módulo}}}{R_{p\text{módulo}}} \right) \quad (2.5)$$

Para extrair a corrente de curto-circuito do módulo (I_{sc}) a partir de (2.5), aplica-se o conceito de curto-circuito ao igualar $V_{\text{módulo}}$ a zero de modo que:

$$I_{sc}^{(i)} = I_{ph\text{módulo}} - I_0 \left(e^{\frac{q I_{sc}^{(i-1)} R_{S\text{módulo}}}{nkT}} - 1 \right) - \frac{I_{sc}^{(i-1)} R_{S\text{módulo}}}{R_{p\text{módulo}}} . \quad (2.6)$$

Através de métodos iterativos, I_{sc} pode ser encontrada em i iterações. Já para obter a tensão de circuito aberto do dispositivo semiconductor (V_{oc}), abre-se o circuito, ou seja, faz-se $I_{módulo}$, na equação (2.5), igual a zero e reorganiza-se a expressão de forma que:

$$V_{oc}^{(i)} = \frac{nkT}{q} \ln \left(\frac{I_{ph\text{módulo}} - \frac{V_{oc}^{(i-1)}}{R_{p\text{módulo}}}}{I_0} + 1 \right) . \quad (2.7)$$

Também, por métodos iterativos, é possível determinar a tensão de circuito aberto do módulo. Além do que, a partir das equações (2.5), (2.6) e (2.7), é possível traçar as curvas I-V, representada na Figura 2.7, e P-V, representada na Figura 2.8, de células e módulos fotovoltaicos.

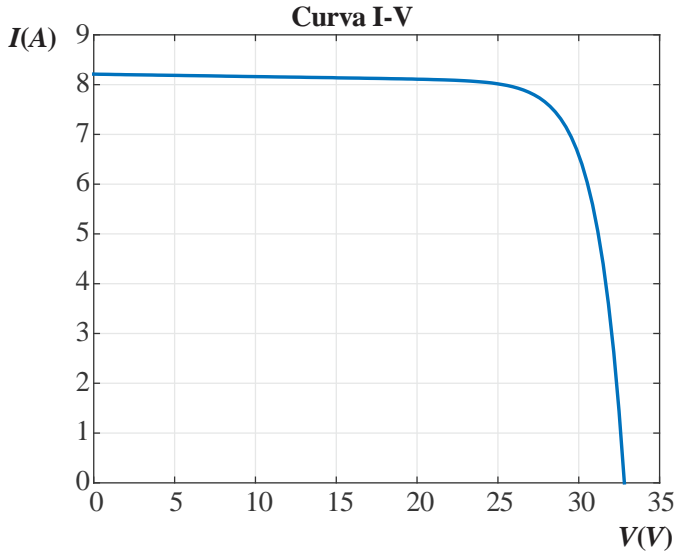


Figura 2.7: Curva I-V de módulo fotovoltaico com $I_{sc} = 8,21$ A e $V_{oc} = 32,8$ V.

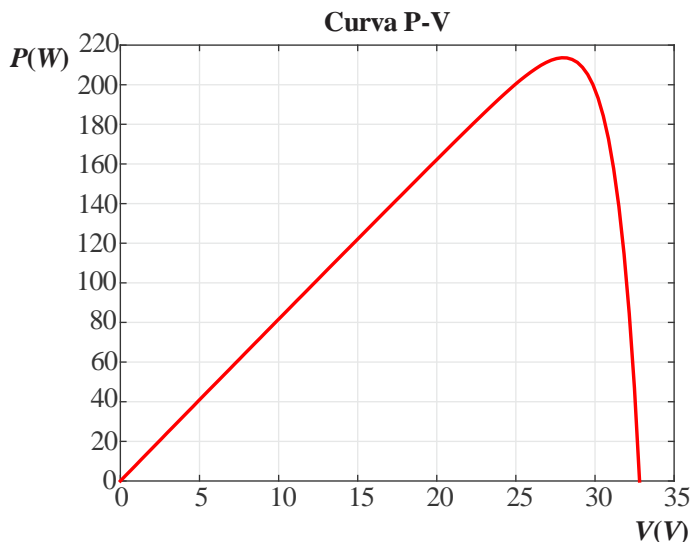


Figura 2.8: Curva P-V de módulo fotovoltaico com $P_{max} = 213$ W e $V_{max} = 27,3$ V.

Do princípio do efeito fotovoltaico, afere-se que, quanto mais radiação a superfície semicondutora recebe, mais fótons são convertidos em pares elétrons-lacunas, os quais geram mais corrente elétrica com mudanças pouco significativas na diferença de potencial entre as junções. Em fotovoltaica, a irradiância (S), é definida como a razão da potência absorvida pela área da superfície e é a grandeza física responsável pela conversão que resulta em geração de corrente. Essa grandeza integrada no tempo resulta na irradiação, cuja unidade usual é kWh/m². Além da irradiância, a temperatura (T) é outra grandeza física importante em fotovoltaica conforme sugerem as equações (2.5), (2.6) e (2.7). Além do que, exerce maior influência na tensão ao variá-la de modo inversamente proporcional.

Em ensaios para se determinar a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto de módulos, utilizam-se valores de irradiância e de temperatura nas Condições Padrões de Teste (STC), ou seja, $S^{STC} = 1000$ W/m² e $T^{STC} = 25$ °C. Além disso, nessas condições, o índice de massa de ar (AM) adquire valor de 1,5, o que significa que o ângulo zenital é de 48,2°.

Todavia, quase nunca os módulos fotovoltaicos estarão expostos a irradiância e a temperaturas nas STC, o que se torna necessário ajustar as grandezas elétricas primeiro, por recomendação, com o parâmetro

térmico experimental (T^{exp}) seguido do da irradiância experimental (S^{exp}) (BICER; SPOTTE; DINCER, 2017; IBRAHIM; ANANI, 2017; JÄGER et al., 2014). São esses ajustes mostrados nas quatro seguintes equações.

$$V(T^{exp}, S^{STC}) = V^{STC} + \frac{\partial V}{\partial T} (T^{STC} - T^{exp}) \quad (2.8)$$

$$I(T^{exp}, S^{STC}) = I^{STC} + \frac{\partial I}{\partial T} (T^{STC} - T^{exp}) \quad (2.9)$$

$$I(T^{STC}, S^{exp}) = \frac{S^{exp}}{S^{STC}} I(T^{exp}, S^{STC}) \quad (2.10)$$

$$V(T^{STC}, S^{exp}) = V(T^{exp}, S^{STC}) + 5,468511 \times 10^{-2} \ln\left(\frac{S^{exp}}{S^{STC}}\right) + 5,973869 \times 10^{-3} \left[\ln\left(\frac{S^{exp}}{S^{STC}}\right)\right]^2 + 7,616178 \times 10^{-4} \left[\ln\left(\frac{S^{exp}}{S^{STC}}\right)\right]^3 \quad (2.11)$$

Ainda sobre essas equações, as derivadas parciais são, respectivamente, os coeficientes de temperatura da tensão e da corrente informados nos catálogos de módulos fotovoltaicos comerciais e podem ser substituídos simbolicamente por u_V e u_I . Explicado isso, mostram-se os resultados da variação da irradiância a temperatura constante na Figura 2.9 e o contrário na Figura 2.10, ou seja, resultados da variação da temperatura a irradiância constante.

Outra condição ambiental que deve ser mencionada é o sombreamento. Esse pode ser total, quando a geração de eletricidade é interrompida, ou parcial, que é ocasionado pela passagem de uma nuvem ou qualquer objeto que cubra parte do módulo, tal como poeira, gravetos, folhas, dejetos de aves, entre outros. Nesse último caso de sombreamento, algumas células são cobertas, o que impede a formação de diferença de potencial entre os terminais delas. Somado a esse fator, por estarem conectadas em série em muitos casos, acontece o sobreaquecimento das células sombreadas, pois ainda há fluxo de corrente elétrica no dispositivo solar, o que compromete a vida útil do módulo. Com a finalidade de resolver esse impasse, diodos *bypass* são conectados em antiparalelo com cada célula de modo que a corrente flua por eles ao invés dos elementos cobertos (JÄGER et al., 2014).

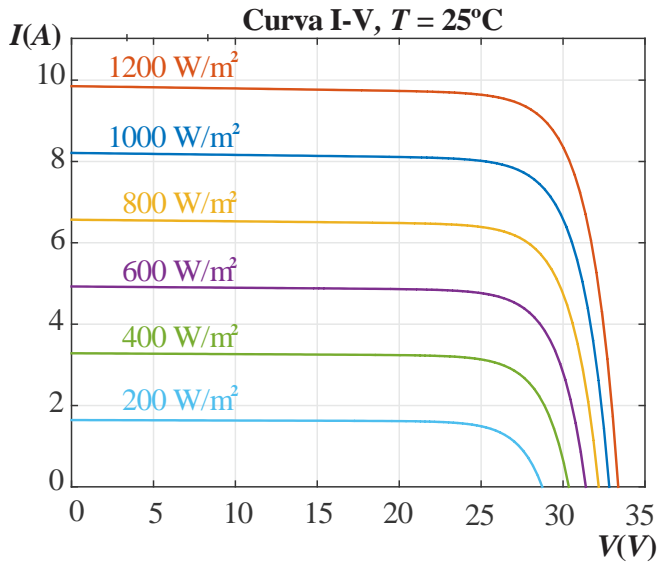


Figura 2.9: Variação do perfil de corrente e de tensão com variação da irradiância com temperatura constante a 25°C .

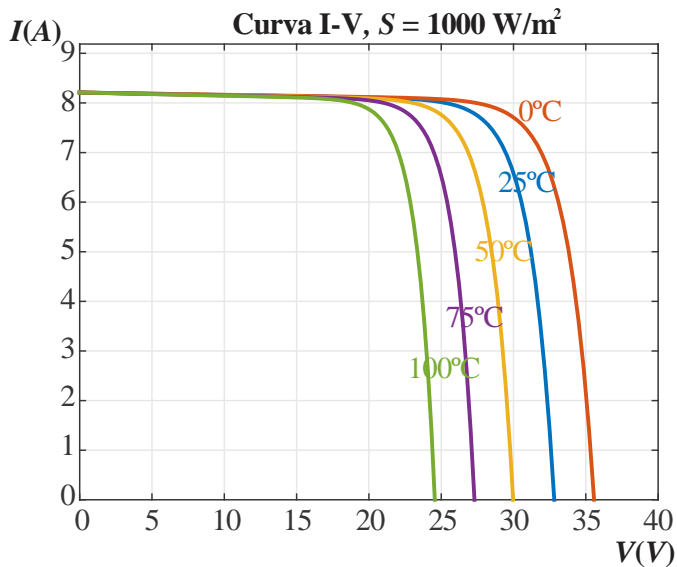


Figura 2.10: Variação do perfil de corrente e de tensão com variação da irradiância com irradiância constante a 1000 W/m^2 .

Como explicado na seção anterior, dispositivos fotovoltaicos convertem energia primária em eletricidade de maneira pouco eficiente, quando comparados a turbinas hidráulicas, eólicas ou a vapor. Por meio da definição convencional de eficiência, isto é, razão da potência de saída pela de entrada, define-se eficiência fotovoltaica. Em módulos solares, a potência de entrada é o produto da irradiância (S) pela área (A) do dispositivo enquanto a de saída é o produto da tensão pela corrente em um ponto da curva I-V. Essa eficiência será máxima quando o módulo operar no MPP, o qual ocorre na transição entre as zonas linear e não-linear da curva I-V, isto é, o “joelho” da curva, e é rastreado e setado por um rastreador do ponto de máxima potência, que será estudado no capítulo 5. Em catálogos de módulos fotovoltaicos, a eficiência fotovoltaica (η) fornecida pelo fabricante é no MPP nas STC.

Matematicamente, isso é dado por:

$$\eta = \frac{P_p}{SA} \quad (2.12)$$

Da equação acima e das curvas I-V da Figura 2.10, observa-se que a eficiência dos dispositivos fotovoltaicos é reduzida com o incremento da temperatura sob irradiância constante, ou seja, sem alterações no denominador da expressão (2.12) nem nos valores de corrente antes da curvatura da curva. Isso acontece, porque a potência de pico diminui devido à redução da tensão de circuito aberto, o que também desloca a tensão no ponto de pico de potência para a esquerda no eixo da diferença de potencial.

Por fim, introduz-se o fator de preenchimento (*fill factor* em inglês), que indica quanto da potência de pico é gerada pela célula solar se fosse possível que operasse com a corrente de curto-circuito e com a tensão de circuito aberto simultaneamente. Portanto, essa grandeza qualitativa das células solares mede a razão entre a potência de pico e o produto entre a tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito, conforme a equação (2.13).

$$FF = \frac{P_p}{V_{oc} I_{sc}} \quad (2.13)$$

3 GEOGRAFIA E ASTRONOMIA EM FOTOVOLTAICA

Além de conhecimentos tangentes à eletricidade, à física e à engenharia, aliam-se à fotovoltaica a geografia e a astronomia visto que a incidência solar no dispositivo solar varia de acordo com diversos fatores geográficos e astronômicos, tais como: posição celestial do sol, ângulo de zênite, ângulo de azimuth, posição geográfica do objeto nos paralelos terrestres, hora do dia, época do ano, altitude, condições atmosféricas, terreno, dentre outros. Na seção 3.1, alguns dos conceitos que abrangem esses fatores serão elucidados. Para, em seguida, na seção 3.2, serem discutidas as implicações desses conceitos no desenvolvimento da fotovoltaica (FV) no Brasil e no Canadá.

3.1 Conceitos geográficos e astronômicos

- **Posição celestial:** é a posição angular que o corpo celeste se localiza no céu dada pelos ângulos de zênite e de azimuth. A fim de determiná-la, é preciso definir o plano cujo centro é onde o observador terrestre se encontra, conhecido como plano fundamental, o qual é dado em coordenadas polares e representa a rosa-dos-ventos além de dividir uma esfera ao meio. Todo espaço semiesférico acima desse plano é a semiesfera celestial, a qual está representada na Figura 3.1 e é a região onde o corpo celeste, no caso o sol, localiza-se.

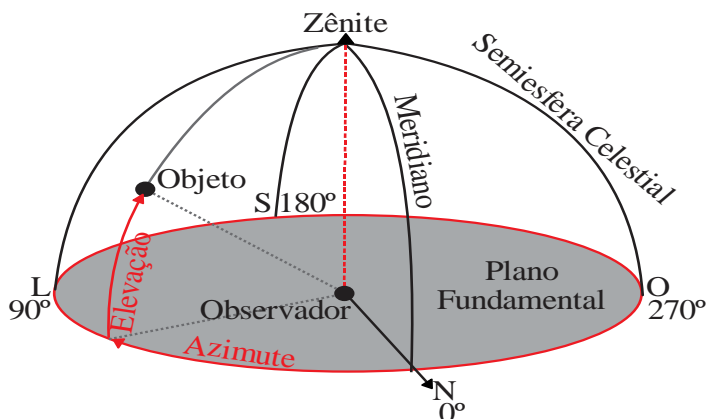


Figura 3.1: Semiesfera celestial com a representação de todos os elementos inscritos nela. Adaptado de JÄGER et al. (2014).

- **Ângulo de zênite:** Também conhecido como ângulo zenital, representa a inclinação do sol ou de outro corpo celeste em relação ao

zênite, o qual é o limite mais elevado da semiesfera celestial. Abrange o intervalo entre 0° (zênite) e 90° (horizonte, no plano fundamental). Nas STC, deve ser igual a $48,2^\circ$ (COELHO, 2008; JÄGER et al., 2014).

- Ângulo de azimute: Também conhecido como ângulo azimutal, representa a inclinação do objeto celeste em relação a um dos quatro pontos cardeais do plano fundamental, normalmente ao norte por convenção (JÄGER et al., 2014). Abrange o intervalo entre 0 e 360° , onde esses limites angulares representam o ponto cardinal de referência. Caso seja o norte, então 90° será o leste, 180° o sul e 270° o oeste. É importante comentar que, se o observador se localizar no hemisfério norte, o ângulo azimutal será crescente no decorrer do dia e estará situado entre 90° e 270° , logo o corpo celeste passará de leste a oeste pelo sul. Caso esteja no hemisfério sul, esse ângulo será decrescente conforme as horas do dia progredirem, será ou menor que 90° ou maior que 270° e o objeto celeste passará de leste a oeste pelo norte.

- Condições atmosféricas: Conjunto de fenômenos físico-químicos, presentes na atmosfera e que influenciam na dinâmica terrestre e na difusão do espectro solar até a superfície do planeta. Cada condição é responsável por absorver ou refletir uma porção da energia radiativa do espectro solar em determinadas faixas de comprimento de onda e de ocasionar irradiação difusa (GUEYMARD, 1995; SHETTLE; FENN, 1979). Por exemplo, os raios ultravioletas (UV), absorvidos pelo ozônio, mantêm o controle da vida na Terra e os infravermelhos (IV), absorvidos pelos gases estufa, regulam a temperatura do planeta. Por fim, são exemplos dessas condições: as massas de ar, a umidade, a concentração de ozônio e de aerossóis nessa camada de gases, a turbidez e a espessura óptica da atmosfera.

- Aerossol: Segundo o DICIONÁRIO AURÉLIO, é “a suspensão de partículas finíssimas sólidas ou a maior parte das vezes líquidas num gás”. Dessa definição, afere-se que nuvens, poeira e poluição são aerossóis e, conforme (SHETTLE; FENN, 1979), existem cinco modelos utilizados para estudos e pesquisas: urbano, rural, marítimo, troposférico e neblina.

- Constante solar: Medida fora da atmosfera, é definida como a quantidade de energia solar por unidade de tempo por unidade de área, ou seja, é uma irradiação constante, cujo valor é $S = 1367 \text{ W/m}^2$. A área considerada é a superfície hipotética perpendicular aos raios solares e na distância média entre o Sol e a Terra.

- Terreno: assim como as condições atmosféricas, influencia na irradiação difusa que incide na célula fotovoltaica de acordo com as

propriedades de absorção e reflexão da matéria que constitui o chão além da quantidade e tipo de vegetação inscrita no território. São exemplos de terreno: o asfalto, o concreto, o gramado, os solos arenoso, argiloso e humoso, além do gelo, da neve e da água.

- Altitude: Segundo o dicionário cartográfico do IBGE, é a “distância vertical a partir de um referencial, geralmente o nível médio dos mares, ao ponto considerado”. Quanto maior a altitude de uma localidade, maior a irradiância incidente na superfície, sobretudo a direta. Em média, essa grandeza física, a cada 1000 m, eleva-se em 10% ao valor obtido numa localidade situada no nível do mar e mesmas condições atmosféricas (BLUMTHALER; AMBACH; ELLINGER, 1997). Esse fenômeno, nomeado efeito altitude, é explicado pelo fato de a radiação percorrer um caminho mais curto na atmosfera, o qual, portanto, contém menos partículas que absorvam ou espraíam a energia radiativa, até aterrissar na superfície elevada em relação ao mar com maior intensidade (BLUMTHALER; AMBACH; ELLINGER, 1997). Contudo esse efeito se torna insignificante quando, no céu, há nebulosidade considerável ou alta (BLUMTHALER; AMBACH; ELLINGER, 1997).

- Posição geográfica do objeto: É dada pelos paralelos e meridianos que cortam a superfície terrestre. A longitude exerce nada de influência na incidência luminosa no objeto. Contudo, a latitude influencia a quantidade e o período de irradiância diário conforme a época do ano e as horas do dia (JÄGER et al., 2014). Desprezados os demais parâmetros geográficos, a zona tropical é a região terrestre em que a variação anual de irradiância é elevada quantitativamente, porém constante no decorrer das épocas do ano, porque o horário do escurecer e da alvorada pouco variam. Nas zonas temperadas, as quais são definidas por quatro estações distintas, ocorre variação anual elevada de irradiância tanto em intensidade quanto no período diário. Já nas zonas polares, a intensidade de irradiância anual é baixa. Quanto a variação anual dessa grandeza física, é nula durante a noite polar, o que corresponde aos seis meses de escuridão do inverno polar, e é constante durante o dia polar, o que corresponde aos outros seis meses, porém de luz, do verão polar (JÄGER et al., 2014). O mapa-múndi da Figura 3.2, baseado em medições coletadas pela NASA durante vinte e dois anos de pesquisa entre 1983 e 2005, representa as zonas térmicas e incidência de irradiação direta nos continentes.

Desse mapa e dos conhecimentos geográficos e físicos, realizam-se as seguintes observações:

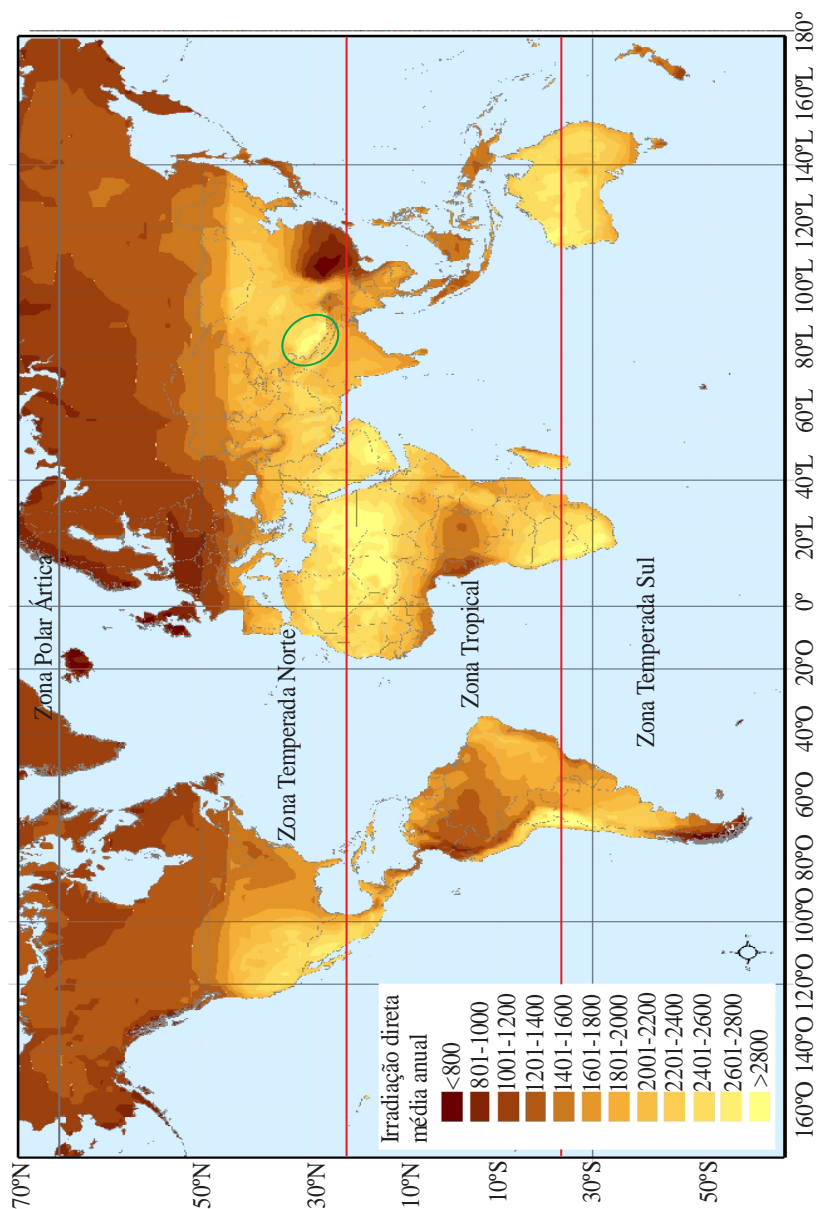


Figura 3.2: Mapa-múndi da irradiação direta média anual, em kWh/m².

Adaptado da NASA e DLR. Disponível em:

<http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resourses/dokumente/institut/system/projects/reaccess/ssedni60.jpg>. Acesso em: 01/04/2018.

- As áreas da zona tropical que recebem menos irradiação são as cobertas por florestas, como a Amazônica, a do Congo e a da Malásia. Isso é explicado pelo efeito da evapotranspiração exercido pelas plantas tropicais, o qual eleva a umidade, a nebulosidade e a precipitação na atmosfera desses ecossistemas;
- Independente da zona térmica, as regiões com maior incidência de irradiação são as desérticas, tal como se observa no norte da África, centro e oeste da Ásia, Desertos da Namíbia e do Kalahari (oeste da porção sul da África), Deserto do Atacama (norte do Chile), oeste dos EUA e norte do México e a maior parte do território da Austrália. Isso se deve à inexpressiva vegetação e ao terreno arenoso;
- Inscrita na elipse verde da Figura 3.2, a cordilheira do Himalaia, de elevada altitude e de vegetação herbácea, comprova o efeito altitude no incremento da irradiação em determinada área.

3.2 Paradigmas solares Brasil - Canadá

Dentre todos os países do globo terrestre, será dada ênfase no estudo da irradiação em dois: o Brasil, por ser o país natal e que tem financiado os estudos do autor, e o Canadá por ser o país onde grande parte do conhecimento em fotovoltaica foi adquirido pelo autor, onde se iniciou a pesquisa que resultou neste trabalho e onde os resultados experimentais deste TCC foram coletados.

3.2.1 Brasil

Conforme pode ser verificado na Figura 3.3, elaborada pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar do INPE (PEREIRA et al., 2006), a irradiação média diária no plano fundamental no intervalo de um ano no Brasil, quinto maior país em extensão territorial, varia segundo as características de cada região. Por exemplo, a região sul, por estar situada em latitudes mais elevadas, apresenta a menor média anual do país, com 1550 kWh/m^2 no litoral, cujo clima subtropical úmido com verão quente (Cfa) é influenciado pelo relevo e massas de ar provenientes da Amazônia e do polo sul (ALVARES et al., 2013; PEREIRA et al., 2006). No Nordeste, que apresenta a maior média anual do país, com 2380 kWh/m^2 no sertão, o clima semiárido contribui para o melhor e maior aproveitamento da energia solar fotovoltaica ao longo do ano (PEREIRA et al., 2006). Em vista disso, é a região brasileira com mais investimento em projetos de Usinas Fotovoltaicas (UFVs) e, em leilões solares, que ocorrem desde

2014, 69% dos 113 lotes vendidos se concentraram nessa região (ANEEL), 24% no Sudeste (SP e MG) e 4% no Centro-Oeste (GO e TO). Considerados os dados desse período, o Brasil deve conter 3,3 GWp de potência elétrica fotovoltaica até 2023 (ANEEL).

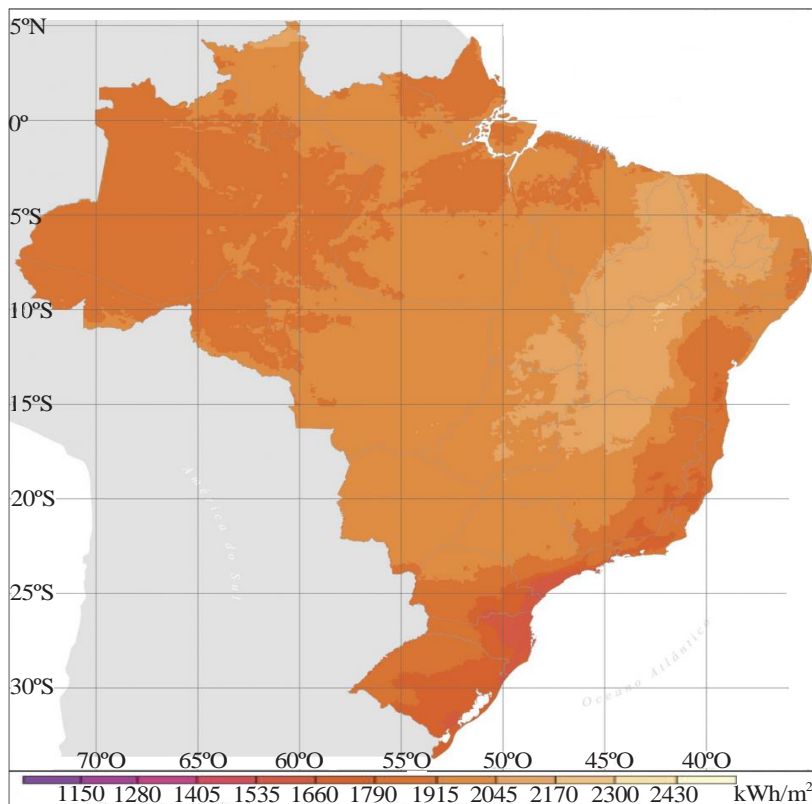


Figura 3.3: Irradiação direta média anual, em kWh/m², do Brasil. Adaptado de SolarLight® e (PEREIRA et al., 2006). Disponível em: http://solarlight.com.br/wp-content/uploads/2015/06/SL_Mapa_01-960x1024.png. Acesso em: 01/04/2018.

Entre o Sul e o Nordeste estão, em ordem decrescente de potencial em fotovoltaica (DOLLA, 2018): o Centro-Oeste, o qual apresenta duas estações, uma seca e outra chuvosa, bem definidas, o Sudeste, que apresenta clima semelhante ao Centro-Oeste, com o diferencial das chuvas orográficas no litoral, e o Norte, cujo clima equatorial, definido pela Floresta Amazônica, acarreta em nebulosidade elevada e mal distribuída durante todos os dias do ano. Apesar de o Sudeste possuir

menor potencial que o Centro-Oeste, recebe mais investimentos e leilões no setor de UFVs visto que é a região mais populosa e, portanto, está localizada próxima ao principal centro consumidor do país, o que evita gastos com projetos de linhas de transmissão longas para transportar energia elétrica proveniente de localidades distantes.

Ademais, reforça-se que o Brasil tem criado lotes para UFVs em leilões de geração de energia e apresenta o território com maior amplitude de latitudes do mundo (DOLLA, 2018; PEREIRA et al., 2006), o que abrange vários paralelos com diferentes incidências luminosas, climas e terrenos, o que, portanto, explica a significativa diferença de irradiação entre as regiões internas. Somado a isso, o país, nos próximos anos, deve investir, em conjunto com geradores eólicos, em fotovoltaica conforme demonstram os leilões dos últimos anos (ANEEL). Isso não se deve só pelo grande potencial fotovoltaico que possui, mas também pelo esgotamento espacial dos rios que viabilizem projetos de grandes hidrelétricas, como as construídas no decorrer da história, além da redução de custos na tecnologia impregnada em sistemas solares. Essa diminuição de custos, em conjunto com o encarecimento da tarifa de energia elétrica, tem tornada atraente, a fim de economizar recursos financeiros, os projetos de inserção de módulos fotovoltaicos em residências, estabelecimentos comerciais e, sobretudo, industriais, os quais demandam mais eletricidade segundo relatado em diversas reportagens da imprensa, a exemplo de uma recente publicada no portal eletrônico da Revista EXAME intitulada *Quando o sol vira dinheiro* (VIEIRA, 2018).

Por fim, a adesão do país sul-americano ao Acordo de Paris, compromisso assumido em 2016 para reduzir a emissão de gases estufas na atmosfera terrestre (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE), sinaliza a redução do uso de termelétricas, que deverão ser substituídas por usinas cuja fonte de energia é renovável, tal como é a das UFVs. Portanto, o potencial brasileiro e a demanda crescente por energia elétrica fotovoltaica, aliada à redução de custos tecnológicos e ao encarecimento da tarifa de energia elétrica, além de acordos climáticos internacionais, devem favorecer os projetos em fotovoltaica no Brasil.

3.2.2 Canadá

O Canadá, cujo mapa político está representado na Figura 3.4, é o segundo maior país do mundo em extensão territorial. Com território predominantemente localizado na zona temperada, apresenta quatro

estações bem definidas, o que influencia no clima, na vegetação e na irradiação anual.

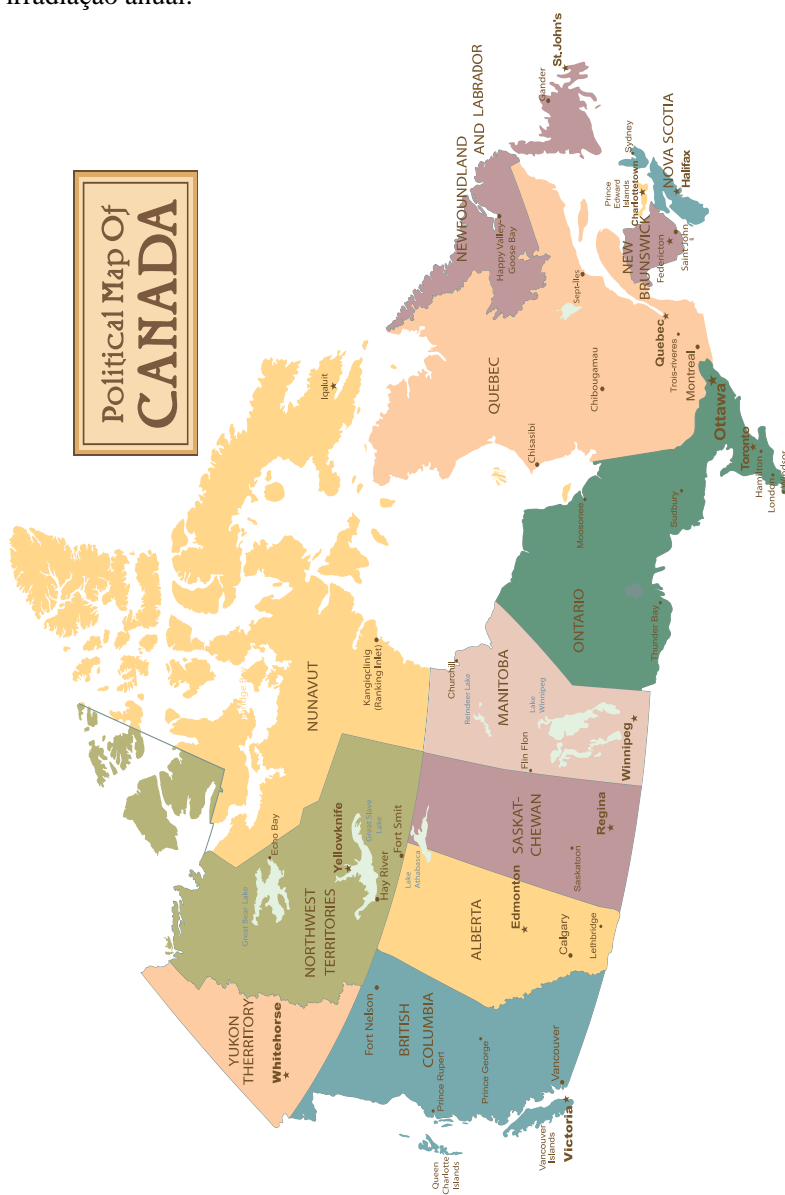


Figura 3.4: Canadá político.

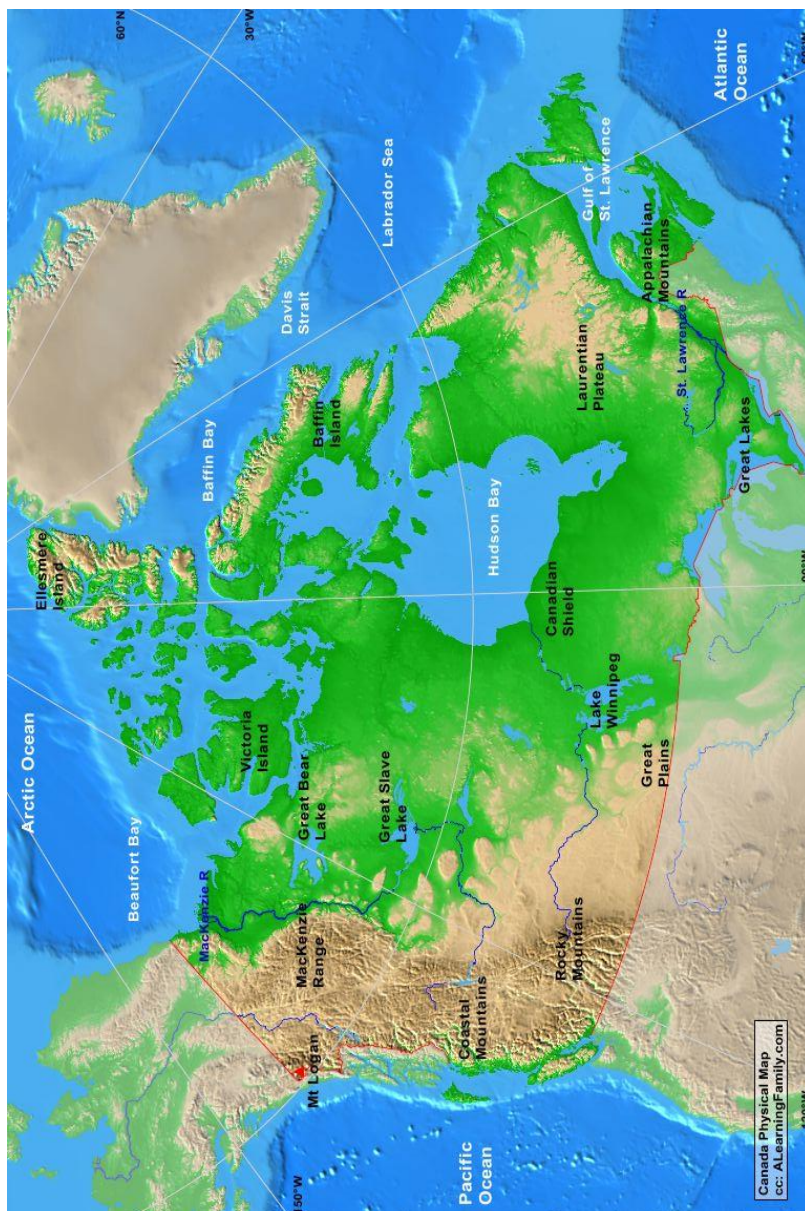


Figura 3.5: Canadá físico. Disponível em:
<http://www.allearningfamily.com/main/canada-physical-map/>. Acesso em:
01/04/2018.

A respeito do relevo, disposto na Figura 3.5 e determinante do efeito altitude, a maior porção do território canadense, o que compreende o norte, o centro, a região dos Grandes Lagos e parte do leste, apresenta baixas altitudes, inferiores a 500 m. As exceções são: as Grandes Planícies, região de transição entre o centro e o oeste do país com vastas porções territoriais entre 500 m e 1000 m; o centro da costa oriental, onde está situado o Planalto Laurenciano, com picos de 1000 m; cadeias montanhosas de até 2000 m nos arquipélagos próximos a Groenlândia, na zona polar ártica, e o oeste do país, a região mais montanhosa devido à presença de cordilheiras tal como as Montanhas Rochosas, com localidades que atingem 3000 m acima do nível do mar.

Segundo a classificação climática de Köppen-Geiger para o mapa da Figura 3.6 (SPINONI et al., 2015), o Canadá apresenta sete climas, dos quais predominam os dois últimos da seguinte lista:

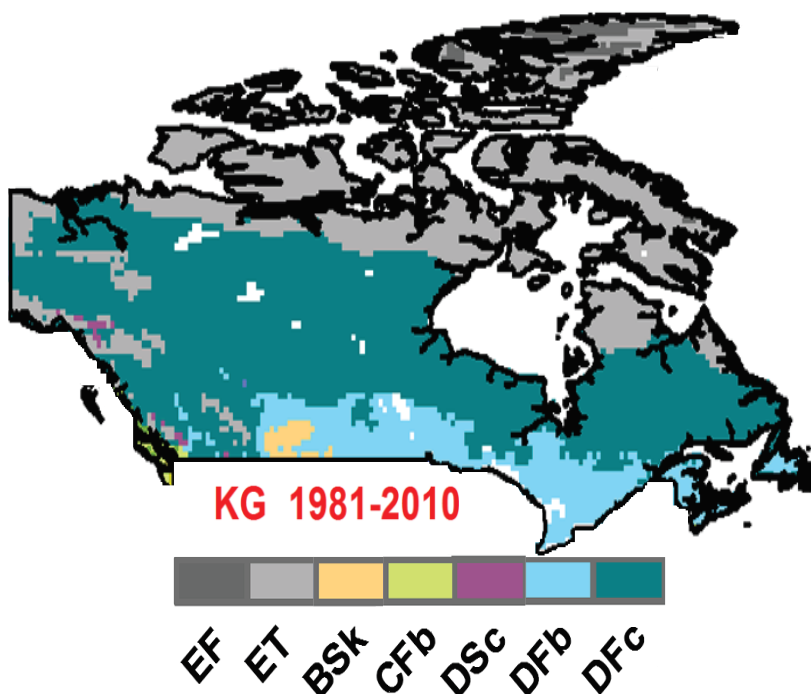


Figura 3.6: Mapa climático do Canadá segundo a classificação de Köppen-Geiger. Adaptado de SPINONI et al., 2015.

- EF: clima das calotas polares, presente no extremo norte do país, na zona polar ártica;

- ET: clima de tundra, presente no norte e nordeste do país, o que inclui a capital do território de Nunavut, Iqaluit, e algumas regiões do oeste, onde estão as Montanhas Rochosas;

- BSk: clima das estepes frias de média latitude e grande altitude, presente no sul das províncias de Alberta e Saskatchewan onde há predomínio da vegetação de campos das Grandes Planícies, similar aos pampas do estado brasileiro do Rio Grande do Sul;

- Cfb: clima temperado úmido com verão temperado, o mesmo do interior da região sul do Brasil. Está presente no oeste da província da Colúmbia Britânica (British Columbia), em cidades litorâneas como Vancouver, terceira maior cidade do país, e Vitória, a capital provincial;

- DSc: clima temperado frio das estepes com verão curto e fresco, presente em algumas localidades das cordilheiras ocidentais;

- Dfb: clima temperado frio sem estação seca e verão temperado. A vegetação desse clima é de transição entre as caducifólias, que são árvores cujas folhas caem no outono e crescem na primavera, e a conífera, caracterizada por árvores de grande porte, como os pinheiros. Cobre a maior parte do sul do país, onde reside 90% da população canadense, e onde estão cidades importantes como a capital nacional Ottawa, Montréal, a segunda cidade mais populosa do país e a segunda maior cidade francófona do mundo, e Calgary, maior cidade da província de Alberta, além de nove das dez capitais das províncias canadenses: Québec, capital da província de mesmo nome; Edmonton, Alberta; Regina, Saskatchewan; Winnipeg, Manitoba; Fredericton, New Brunswick; Halifax, Nova Scotia; Charlottetown, Prince Edward Island; St. John's, Newfoundland and Labrador; e Toronto, a cidade mais populosa do Canadá e capital da província de Ontário. Além dessas cidades, Oshawa, município onde os resultados experimentais deste TCC foram coletados, apresenta o clima Dfb;

- Dfc: clima temperado frio sem estação seca e com verão curto e fresco. De vegetação conífera, abrange grande extensão territorial do país, o que inclui as capitais dos outros dois territórios canadenses, os de Yukon e do Noroeste, Whitehorse e Yellowknife respectivamente.

Das informações apresentadas até então acerca do Canadá, conclui-se que a atmosfera desse país da América do Norte é predominantemente úmida e fria. Em relação aos investimentos em fotovoltaica, o sul do país é o mais propenso a recebê-los por estar situado em latitudes mais baixas, o que significa maior irradiação média anual, conforme é comprovado pela Figura 3.7. Dessa figura, duas regiões, com

irradiação semelhante à do litoral do sul do Brasil, e, portanto, maior que a da Alemanha (PEREIRA et al., 2006), destacam-se.

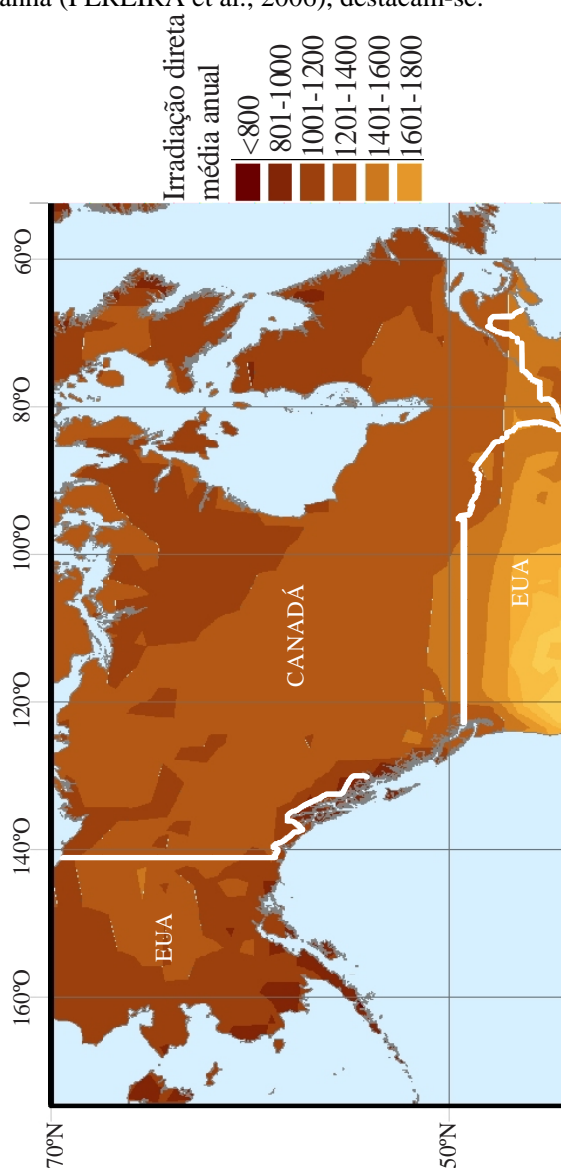


Figura 3.7: Irradiação direta média anual, em kWh/m², do Canadá.

A primeira delas é o sul de Ontário, onde se situa a *Grand Toronto Area* (GTA), que é a maior metrópole do país, e onde, portanto, está o principal centro consumidor de energia elétrica. Além disso, a região abrange as Cataratas do Niágara, Kingston, London e Bruce Peninsula, que contém a maior irradiação nacional, acima dos 1600 W/m². A segunda delas é o centro-sul do território nacional, o que abrange Saskatchewan, Alberta e leste da Colúmbia Britânica, devido ao clima seco e vegetação arbustiva. Além do que, a FV é uma alternativa, a longo prazo, para a substituição das grandes usinas termelétricas dessa região, porque os combustíveis fósseis oriundos da própria área estão se esgotando. Ademais, as termelétricas dessas localidades tornam a atmosfera mais poluída, o que, portanto, interfere na incidência luminosa no plano fundamental.

Contudo, a inconstância de irradiação no decorrer do ano, devido às altas latitudes ocupadas pelo país no globo terrestre, representa um desafio para a geração de energia elétrica proveniente de fontes fotovoltaicas. Esse entrave, contudo, pode ser amenizado através da utilização de outra fonte renovável: a eólica. Segundo HOICKA; ROWLANDS (2011); ISLAM; FARTAJ; TING (2004); ROMANIC; HANGAN; ĆURIĆ, (2018), a geração de eletricidade fotovoltaica atinge o pico no verão, em vista da elevadíssima irradiação dessa estação; é moderada tanto no outono quanto na primavera e é irrisória no inverno, não só pelas poucas horas de luz solar nos dias, mas também pela neve que cobre os módulos fotovoltaicos, o que incapacita a geração. De modo complementar, os ventos, sobretudo os de Ontário, são mais fortes e frequentes no inverno, moderados nos equinócios, e mais fracos no verão. Então, um sistema híbrido de geração de eletricidade por meio de arranjos fotovoltaicos e turbinas eólicas pode ser a solução para a viabilidade de ambas as fontes renováveis no país (HOICKA; ROWLANDS, 2011; ISLAM; FARTAJ; TING, 2004; ROMANIC; HANGAN; ĆURIĆ, 2018).

Outra sugestão é aproveitar ao máximo a geração de energia fotovoltaica do verão, inclusive com o emprego de concentradores de raios luminosos, para estocar parte dela na forma de gás hidrogênio, que, por servir como célula de combustível, pode ser convertido em eletricidade nos meses de inverno (BICER; SPOTTE; DINCER, 2017). Portanto, embora o desenvolvimento da tecnologia solar fotovoltaica seja viável no Canadá, deve-se empregá-la aliada a outras fontes de energia renovável, como a eólica ou células a combustível.

4 CONVERSORES CC-CC E CC-CA

Os conversores estáticos CC-CC, também conhecidos como *choppers*, controlam, de modo a reajustar os parâmetros de tensão e de corrente, o fluxo de energia elétrica CC de uma fonte, a qual pode ser, por exemplo, banco de baterias, módulo fotovoltaico ou saída de um retificador, para uma carga, que pode ser um motor de corrente contínua, baterias ou outro conversor estático (MARTINS; BARBI, 2011a). São constituídos por elementos capacitivos, magnéticos, dispositivos semicondutores e, em menor grau, elementos resistivos de maneira que as perdas desses conversores dificilmente superem 10% da potência nominal de entrada (ERICKSON; MAKSIMOVIĆ, 2004). Então, devido à elevada eficiência, são utilizados num vasto campo de aplicações em engenharia elétrica de forma que abrangem sistemas de potência de diversas ordens (ERICKSON; MAKSIMOVIĆ, 2004). Da ordem dos miliwatts, existem os circuitos de processamento de sinais; dos de dezenas, centenas e milhares de watts, há os circuitos de computadores, de equipamentos de escritório e de eletrônica industrial. Por fim, existem os sistemas da ordem de megawatts, cujos conversores são empregados em usinas fotovoltaicas e eólicas além de linhas de transmissão CC.

Neste capítulo, serão apresentados os conversores CC-CC mais difundidos na literatura assim como conceitos básicos relacionados a esses dispositivos. A fim de encerrá-lo, será realizada uma breve introdução aos conversores CC-CA, com foco em aplicações em fotovoltaica. Entretanto, antes de tudo, é importante conhecer a história da eletrônica de potência a fim de compreender o contexto no qual ocorreu o desenvolvimento dos primeiros conversores CC-CC bem como dos retificadores (CA-CC), dos inversores (CC-CA) e dos inversores de frequência (CA-CA).

4.1 Histórico

Para entender o surgimento da eletrônica de potência como ciência, é preciso recorrer a alguns eventos dos primórdios da engenharia elétrica e interesses almejados pela sociedade da época, a qual vivia em plena Segunda Revolução Industrial. Na última década do século XIX, desejava-se controlar a velocidade de motores CC (JOY; UNNIKRISHNAN L, 2014; WILSON, 2000). Por causa disso, foi desenvolvido um sistema, conhecido como Controle Ward Leonard, que utilizava um motor CA trifásico e um gerador CC acoplados ao motor CC (JOY; UNNIKRISHNAN L, 2014). Desse jeito, a energia mecânica do

motor de corrente alternada era convertida em energia elétrica pelo gerador, o qual tinha a tensão ajustada, pelo movimento da máquina de entrada, a determinado nível para controlar a velocidade pela relação (SADOWSKI, 2012):

$$V_a = r_a I_a + \omega_r L_{AF} I_f \quad (3.1)$$

Onde:

V_a – Tensão Elétrica do Enrolamento de Armadura do Motor CC [V]

r_a – Resistência Elétrica do Enrolamento de Armadura do Motor CC [Ω]

I_a – Corrente Elétrica do Enrolamento de Armadura do Motor CC [A]

ω_r – Velocidade do Rotor do Motor CC [rad/s]

L_{AF} – Indutância Mútua entre os Enrolamentos da Armadura e do Campo do Motor CC [H]

I_f – Corrente Elétrica do Enrolamento de Campo do Motor CC [A]

Contudo, não foi aceito em virtude de utilizar três máquinas, as quais, a depender da potência, eram pesadas, robustas e volumosas, para realizar a função de uma. Para solucionar esse impasse, surgiram os primeiros retificadores a partir da primeira década do século XX. Junto com transformadores de *tap* variável, esses conversores CA-CC permitiram um controle de velocidade de máquinas de corrente contínua sem as desvantagens da técnica anterior e, ainda, com redução de custos.

Em 1901, Peter Cooper Hewitt desenvolveu os princípios da retificação ao inventar o retificador de arco de mercúrio (HELDWEIN, 2008; JOY; UNNIKRISHNAN L, 2014). Em 1904, esses princípios foram aprimorados por John Abrose Fleming (JOY; UNNIKRISHNAN L, 2014; WILSON, 2000) ao inventar o diodo termiônico, a primeira válvula termiônica. Em 1907, o triodo termiônico foi patenteado pelo Dr. Lee De Forest e foi muito utilizado na confecção de eletrônicos de algumas dezenas de watt, tais como rádios, televisores, radares e computadores, antes do aparecimento dos transistores (JOY; UNNIKRISHNAN L, 2014; WILSON, 2000). Em 1912, E. F. W. Alexanderson, da *General Electric Company*, introduziu, em aplicações de radiotelefonia, o amplificador magnético, o qual modulava a corrente a partir de um alternador de alta frequência (JOY; UNNIKRISHNAN L, 2014) e poderia, embora raro, ser usado em sistemas de potência.

Nas décadas de 20 e 30 do século passado, a tecnologia de válvulas foi aprimorada através da introdução de gases ionizáveis ao invés de vácuo no interior dos tubos delas. Em vista disso, elevaram-se a performance e a potência dessa tecnologia de modo que surgiram retificadores controlados: tiratron, disponível na Figura 4.1 (a), e ignitron

(WILSON, 2000). Também nos anos 1930, surgiram, em serviços ferroviários, os cicloconversores (JOY; UNNIKRIISHNAN L, 2014), primeiros conversores CA-CA diretos. Além do mais, tecnologias que combinavam os retificadores controlados com os amplificadores magnéticos foram amplamente aplicadas em projetos elétricos (WILSON, 2000). Uma delas pode ser contemplada na Figura 4.1 (b). Ao mesmo tempo, na academia, surgiram importantes teorias, as quais impactariam a eletrônica de potência no futuro. São elas: a teoria do inversor, isto é, converter eletricidade CC em CA, com tensão ou frequência variáveis, o critério de estabilidade de Nyquist e o critério de estabilidade de Bode (JOY; UNNIKRIISHNAN L, 2014).

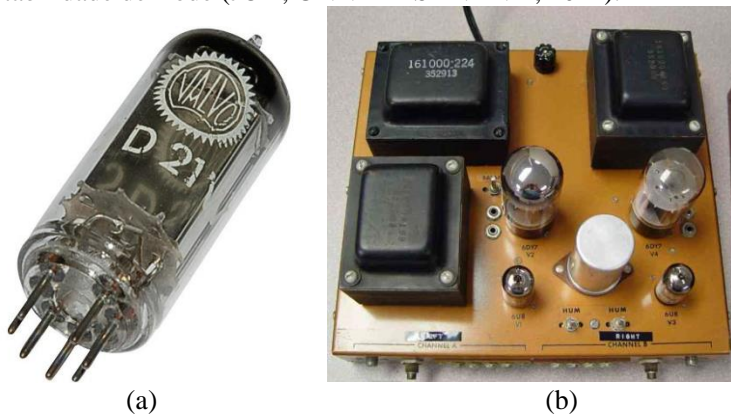


Figura 4.1: (a) Tiratron, modelo PL 21 = 2 D 21, 650 V, 500 mA. Fonte : <https://www.conrad.com/ce/en/product/157370/Vacuum-tube-----PL-21-2-D-21-----650-V----500-mA?ref=list>. Acesso em: 01/01/2018. (b) Amplificador estéreo da Stromberg-Carlson, modelo ASP-422, 20 W por canal. É um exemplo de eletrônico com integração entre válvulas, no canto direito inferior, e amplificadores magnéticos (transformadores nas caixas pretas blindadas) nos demais cantos da imagem. Fonte: <http://audiophool.com/MadeInRoch.html>. Acesso em: 01/01/2018.

Foi, entretanto, a partir de 1948, que ocorreu uma grande revolução não só na eletrônica de potência como na engenharia elétrica como um todo. De tão impactante que foi para a sociedade, ocasionou a transição da segunda para a terceira revolução industrial. Nesse ano, foram inventados os dispositivos semicondutores controlados, sendo pioneiros os transistores de junção, criados por John Bardeen, Walter Brattain e William Shockley na *Bell Laboratories*, e, entre 1956 e 1957, os tiristores, primeiros interruptores eletrônicos de estado sólido, desenvolvidos por

meio de uma parceria entre a *Bell Laboratories*, responsável pela pesquisa, e a GE, cuja responsabilidade recaiu para a produção industrial (BARBI, 2006; HELDWEIN, 2008; JOY; UNNIKRISHNAN L, 2014; WILSON, 2000).

Os transistores começaram a substituir, em larga escala, as válvulas, porque eram menores, mais leves, de maior vida útil e não necessitavam corrente de filamento (JOY; UNNIKRISHNAN L, 2014). Já os tiristores foram responsáveis por fortalecer o campo de estudo em eletrônica de potência de maneira a reestruturá-la, firmá-la como ciência e trazê-la ao mercado (JOY; UNNIKRISHNAN L, 2014). Além do mais, essa área da engenharia elétrica é conhecida pela utilização, até hoje, de interruptores eletrônicos para controlar o fluxo de energia elétrica (BARBI, 2006).

Dentre as mudanças decorridas do desenvolvimento desses semicondutores nas décadas seguintes, inúmeras são citadas como exemplos. Nos anos 50 do século XX, ocasionaram a melhoria na performance, diminuição de perdas e redução de tamanho dos equipamentos elétricos. Em seguida, nos anos 60, resultaram no surgimento dos primeiros inversores, utilizados em larga escala para alimentar motores de indução industriais, e dos quais resultaram as técnicas de modulação de largura de pulso (PWM) (JOY; UNNIKRISHNAN L, 2014).

Também nessa década, a *General Motors* (GM) apresentou o veículo elétrico *Electrovair1* ao utilizar um inversor a tiristor alimentado por uma bateria de prata-zinco (JOY; UNNIKRISHNAN L, 2014). Ademais, surgiram circuitos de comutação forçada com tiristores, responsáveis por popularizar os conversores CC-CC, utilizados principalmente na tração e frenagem regenerativa de máquinas de corrente contínua (JOY; UNNIKRISHNAN L, 2014).

Nos anos 70, os transistores de junção bipolar (BJT) diminuíram o tamanho dos circuitos auxiliares para comutação (JOY; UNNIKRISHNAN L, 2014). Além do que, surgiram os primeiros MOSFETs de potência com alto ganho em corrente (JOY; UNNIKRISHNAN L, 2014). Esses transistores permitiram que os conversores operassem com maiores frequências de comutação (MARTINS, 2006), o que, por conseguinte, resultou na diminuição das dimensões dos elementos magnéticos e, assim, volume dos conversores.

Nos anos 80, surgiu o IGBT, o qual combinou as propriedades positivas dos BJTs, como operação em altas potências, e dos MOSFETs, como baixas perdas de comutação e grandes frequências de chaveamento (JOY; UNNIKRISHNAN L, 2014; MARTINS, 2006). Já nos anos 90,

destacaram-se as inovações em IGBTs e GTOs, interruptores a base de tiristores surgida no final da década de 50, os quais resultaram, respectivamente, no surgimento dos IPMs e IGCT (JOY; UNNIKRISHNAN L, 2014), que são novas alternativas no comando de circuitos de potência.

Do histórico da eletrônica de potência, pode-se aferir que sempre se buscou melhorar o fluxo de energia elétrica entre a fonte e a carga com incrementos na segurança, na eficiência, mas também com a diminuição do volume e do peso dos conversores estáticos a custos baixos. Portanto, o futuro desse campo de estudo deve continuar a seguir esse rumo, o que depende também de progressos em outras áreas do conhecimento importantes, tais como: engenharia dos materiais, ciências térmicas, microeletrônica, sistemas digitais, processamento de sinais e sistemas de controle.

4.2 Conversores CC-CC básicos

Os conversores CC-CC controlam o fluxo de eletricidade com entrada e saída em corrente contínua e, diferente de divisores resistivos ou de reguladores lineares, são caracterizados por baixíssimas perdas, com eficiências práticas entre 70% e 98% (MARTINS; BARBI, 2011a). Essas perdas são decorrentes, em menor escala, das resistências parasitas presentes nos elementos capacitivos, indutivos, da fonte, da carga, dos fios e das trilhas da PCB além das perdas por histerese no núcleo dos elementos magnéticos. Além do que, em maior escala, são oriundas dos semicondutores, que, a depender da tecnologia, são mais intensas na comutação (BJTs) ou na condução (diodos, MOSFETs e IGBTs), na qual a corrente flui pelas resistências parasitas desses elementos.

Diz-se que um conversor CC-CC está em condução quando o interruptor inerente ao seu circuito conduz eletricidade, de modo a carregar o indutor, por determinado tempo, o tempo de condução (t_c), em um período. Do contrário, quando ocorre a descarga de corrente no indutor (i_L), é dito estar em aberto por determinado tempo, tempo em aberto (t_a), em um período. Da razão do tempo de condução pelo período, foi definido o conceito de razão cíclica (D), a qual é utilizada como parâmetro para calcular o ganho estático das diferentes topologias de conversores. Uma vez que o tempo de condução será sempre menor ou igual que o período, a razão cíclica pode assumir quaisquer valores entre zero e um, inclusive esses limites.

Os *choppers* possuem dois modos de condução: contínua (MCC) e descontinua (MCD). No MCC, a corrente elétrica no indutor nunca é

zerada pela descarga em um período. Já no MCD, esse parâmetro chega a zero após o tempo de descarga do indutor (t_o), e permanece nesse valor até o interruptor voltar a conduzir. Ademais, o MCD acarreta em mais perdas e mais ruídos nos conversores, bem como dependência entre a razão cíclica e a carga, indutores menores tanto em indutância quanto em tamanho e transformadores maiores em topologias com isolamento, devido a maiores perdas por histerese e fluxos concatenados (LU, 2017). Além desses dois modos de condução, pode ocorrer a condução crítica quando a corrente elétrica no indutor atinge valor nulo no instante em que termina a descarga e começa a carga.

Esses três modos de condução, contínua (MCC), descontinua (MCD) e crítica (MCCr) são representadas na Figura 4.2 para um conversor boost.

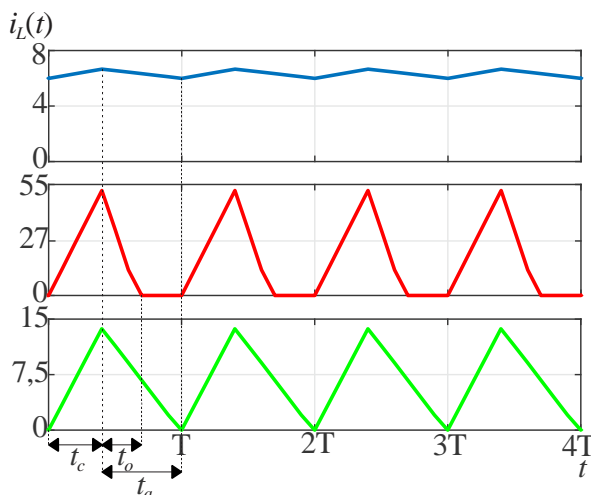


Figura 4.2: Modos de condução: contínua (azul), descontinua (vermelho) e crítica (verde) em um conversor boost com $D = 0,4$. O parâmetro indutância foi o variado para as mudanças de modos de condução.

Devido à série de desvantagens decorrentes do modo de condução descontinua, *choppers* no modo de condução contínua possuem mais aplicações industriais. Para tanto, deve-se estar atento ao projeto do indutor desses conversores a fim de garantir que o produto nunca entre no MCD. Essas aplicações englobam: ajuste dos níveis de tensão e de corrente da fonte para a carga, reversibilidade desses parâmetros ou de um deles em circuitos com máquinas elétricas rotativas (MARTINS; BARBI, 2011a) ou uso como rastreadores do ponto de máxima potência em módulos fotovoltaicos. No entanto, existem situações em que o

emprego desses conversores no MCD se torna interessante, tal como em pré-reguladores de fator de potência (MARTINS, 1993), na supressão de *ripple* de corrente em inversores (EDITORIAL TEAM, 2015; LU, 2017), e em compensação de malha (BABA, 2002; LU, 2017).

No que tange à classificação dos conversores CC-CC, são divididos em tiristorizados e transistorizados. Os tiristorizados foram os primeiros conversores CC-CC e são restritos a aplicações de altíssimas potências, acima das centenas de quilowatts (MARTINS, 2006). São mais volumosos, pesados, complexos e caros que os transistorizados, além de possuírem baixas eficiência e frequência de operação (MARTINS, 2006). Já os transistorizados são os mais utilizados em engenharia elétrica e são classificados em não-isolados e isolados; ambos podem abaixar ou elevar tensão a depender da topologia.

Os não-isolados apresentam topologias em que a fonte de entrada não é isolada eletricamente da saída, o que pode comprometer todo o sistema elétrico em casos de curtos-circuitos ou sobretensões na carga. A seguir, na Tabela 4.1, são apresentados alguns dados acerca dos conversores CC-CC não-isolados básicos.

Tabela 4.1: Algumas características dos conversores CC-CC básicos não-isolados.

Conversor	Característica por porta		Ganho Estático
	Entrada	Saída	
Buck	Fonte de tensão	Fonte de corrente	D
Boost	Fonte de corrente	Fonte de tensão	$\frac{1}{(1-D)}$
Buck-Boost	Fonte de tensão	Fonte de tensão	$-\frac{D}{(1-D)}$
Ćuk	Fonte de corrente	Fonte de corrente	$-\frac{D}{(1-D)}$
SEPIC	Fonte de tensão	Fonte de corrente	$\frac{D}{(1-D)}$
Zeta	Fonte de corrente	Fonte de tensão	$\frac{D}{(1-D)}$

Conforme pode ser visto na Tabela 4.1, o conversor Buck é o único com relação de ganho estático linear e exclusivamente abaixador de tensão. Além disso, possui características de entrada como fonte de tensão e de saída como fonte de corrente. O conversor Boost é o único que

sempre atua como elevador de tensão. Além do que, apresenta características de entrada como fonte de corrente e de saída como fonte de tensão. Já os conversores Buck-Boost, Ćuk, SEPIC e Zeta possuem a mesma relação de ganho estático em módulo, e podem atuar como abaixadores ou elevadores de tensão, a depender do valor da razão cíclica. Caso esse assuma valores inferiores a 50%, agem como abaixadores. Se forem superiores a 50%, como elevadores. Menciona-se ainda que, idealmente, o ganho estático desses conversores é unitário quando a razão cíclica for exatamente 50%.

De modo diferente ao verificado com as fórmulas de ganho estático, as características de entrada e de saída desses quatro conversores não são iguais. O Buck-Boost possui características de fonte de tensão nas duas portas, mas com sentidos opostos. De comportamento inverso ao Buck-Boost, as duas portas do Ćuk se comportam como fonte de corrente sem a manutenção do sentido de entrada. Em relação ao SEPIC e ao Zeta, ambos mantêm o sentido dos parâmetros de entrada na saída e as características de entrada e de saída são, respectivamente, iguais ao Boost e ao Buck. Detalhes adicionais a respeito das informações presentes na Tabela 4.1, bem como as topologias desses conversores, não serão apresentados neste trabalho uma vez que estão amplamente difundidas na literatura.

Por outro lado, os conversores CC-CC isolados apresentam isolamento elétrica total, por meio de transformadores, entre a entrada e a saída, o que protege a fonte em casos danosos na carga e os torna, portanto, mais seguros que os não-isolados. Abaixo, na Tabela 4.2, são apresentadas algumas características acerca dos conversores CC-CC isolados básicos.

Dessa tabela, destaca-se primeiro que os ganhos estáticos são influenciados pela relação de transformação dos transformadores, isto é, quantidade de espiras no secundário (N_s) sobre o número delas no primário (N_p). Em seguida, afirma-se que o conversor Flyback é equivalente ao conversor não-isolado Buck-Boost e que, portanto, conserva suas características de fontes de entrada e de saída, mas também do ganho estático. Além disso, o conversor Forward é o equivalente ao Buck e, assim como o Flyback, conserva as propriedades do respectivo conversor não-isolado. Por fim, os conversores Push-Pull, Meia Ponte e Ponte Completa são derivações do Forward, cada qual adaptado a sua aplicação, e, por isso, possuem as mesmas características. Exceto o Meia Ponte, o qual, devido a sua estrutura, possui ganho estático igual a metade dos demais. Assim como feito com os conversores não-isolados, não serão detalhadas mais informações a respeito da Tabela 4.2 nem serão

apresentadas as topologias dos *choppers* isolados, visto que não fazem parte do escopo deste trabalho.

Tabela 4.2: Algumas características dos conversores CC-CC básicos isolados.

Conversor	Característica por porta		Ganho Estático
	Entrada	Saída	
Flyback	Fonte de tensão	Fonte de tensão	$\frac{N_s}{N_p} \frac{D}{(1-D)}$
Forward	Fonte de tensão	Fonte de corrente	$\frac{N_s}{N_p} D$
Push-Pull	Fonte de tensão	Fonte de corrente	$\frac{N_s}{N_p} D$
Meia Ponte	Fonte de tensão	Fonte de corrente	$\frac{N_s}{N_p} \frac{D}{2}$
Ponte Completa	Fonte de tensão	Fonte de corrente	$\frac{N_s}{N_p} D$

4.3 Introdução aos conversores CC-CA com aplicações em fotovoltaica

Segundo MARTINS; BARBI (2011b), a função básica dos inversores, como são conhecidos os conversores CC-CA monofásicos, trifásicos ou polifásicos na indústria, é converter a fonte de eletricidade CC (de tensão ou de corrente) aplicada à entrada em fonte alternada (de tensão ou de corrente) de valor médio nulo, simétrica em amplitude e de frequência constante. A depender do modelo, da tecnologia e da potência na operação, a eficiência nominal dos inversores varia entre 85% e 95% (STEFFENS, 2017). Além do que, esses conversores podem ser tiristorizados ou transistorizados, os quais possuem diversas classificações na literatura.

Para este TCC, optou-se, por simplicidade, utilizar a classificação defendida na tese de CÁCERES AGELVIZ (1997) e difundida em PIAZZA (2013) dentre várias obras literárias, a qual se baseia nas topologias, mas não nos ganhos estáticos, de cada um dos seis conversores CC-CC básicos não-isolados. Dentre as seis famílias dessa aplicação, será dada ênfase aos inversores monofásicos da família Boost e monofásicos e trifásicos da família Buck uma vez que são mais simples, e, portanto, possuem mais aplicações em engenharia elétrica.

No entanto, independente se o comportamento da fonte é de tensão ou de corrente na entrada ou na saída, qualquer uma das seis famílias de inversores, com adaptações para atender o característica da carga (tensão ou corrente) quando necessário, pode ser aplicada em (CÁCERES AGELVIZ, 1997; MARTINS; BARBI, 2011b; PIAZZA, 2013): controle de velocidade de motores CA, sistemas de fontes ininterruptas de energia, acionamentos elétricos, compensação de harmônicas em filtros ativos, geração distribuída, fotovoltaica e conexões com a rede elétrica. Em relação aos inversores tiristorizados, também podem ser empregados nas aplicações já apresentadas, porém são mais utilizados em altas potências.

Os inversores monofásicos de classificação Boost, como o conversor CC-CA Push-Pull (PIAZZA, 2013), possuem ganho estático não-linear e são, geralmente, elevadores de tensão. Contudo, diferente dos *choppers* análogos, podem ser abaixadores de tensão para razões cíclicas entre 0,4 e 0,6, com exceção de 0,5 em que o ganho é nulo, conforme mostrado na Figura 4.3. Isso ocorre, porque, diferente de um conversor CC-CC, um CC-CA apresenta ganhos estáticos positivos e negativos a depender do valor da razão cíclica (CÁCERES AGELVIZ, 1997).

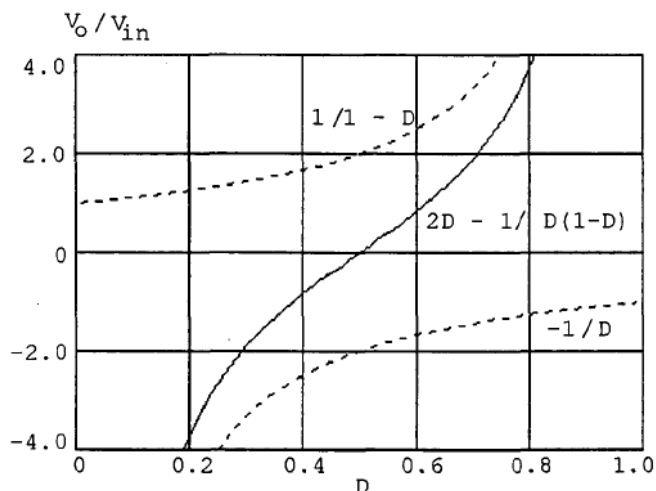


Figura 4.3: Característica do ganho de tensão em função da razão cíclica do inversor Boost em condução contínua (CÁCERES AGELVIZ, 1997).

Já os inversores monofásicos e trifásicos da família Buck, assim como os *choppers* análogos, são sempre alimentados por fonte de tensão e são sempre abaixadores de tensão. Além disso, possuem ganho estático sempre linear, com destaque aos ganhos nulo ($D = 0,5$) e unitário em

módulo ($D = 1$ e $D = -1$), os quais podem ser contemplados na Figura 4.4 (CÁCERES AGELVIZ, 1997). São pertencentes a essa família de conversores CC-CA os de Meia Ponte e de Ponte Completa (PIAZZA, 2013).

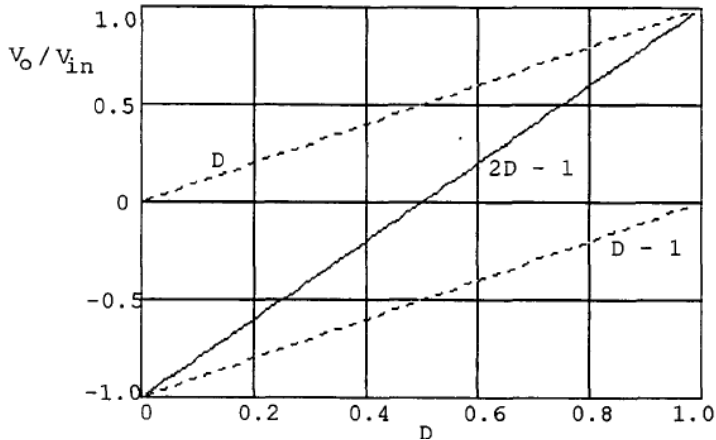


Figura 4.4: Característica do ganho de tensão em função da razão cíclica do inversor Buck em condução contínua (CÁCERES AGELVIZ, 1997).

No que tange às aplicações fotovoltaicas, cujo conteúdo será melhor desenvolvido no capítulo 6, os conversores CC-CA podem ser conectados por módulo, por arranjo ou grupo de arranjos a depender da dimensão do sistema solar. Ademais, existem diversas topologias de inversores de acordo com a aplicação e necessidades para adaptar as grandezas elétricas para a carga ou elementos intermediários do sistema elétrico. Essas necessidades englobam situações em que esses conversores não suprem toda a demanda requisitada por serem inviáveis no custo-benefício ou na engenharia. Por exemplo, além dos inversores, determinadas cargas demandam a presença de conversores CC-CC elevadores de tensão. Já circuitos com presença de banco de baterias, comumente situado no meio do sistema elétrico de alimentação fotovoltaica, também exigem *choppers* a fim de ajustar a tensão do dispositivo solar para o de armazenamento de energia.

Em relação aos próprios conversores CC-CA, opta-se pelo emprego dos monofásicos em aplicações residenciais ((HERRMANN; LANGER; VAN DER BROECK, 1993), tipo Boost nesse caso juntamente empregado com o conversor CC-CC Boost) e em sistemas *off-grid* ou *grid-tied* que alimentam máquinas elétricas monofásicas. JAIN;

AGARWAL (2007) constroem um inversor monofásico constituído por um circuito CC-CC, que eleva a tensão e rastreia o ponto de máxima potência do arranjo fotovoltaico, mais um circuito inversor para conexão com a rede elétrica. Já ANDERSEN; ALVSTEN (1995) desenvolveram um sistema fotovoltaico composto, basicamente, por um módulo de 200 W_p mais um conversor CC-CC isolado e um inversor de Ponte Completa com algoritmo MPPT além da carga monofásica.

Entretanto, a fim de alimentar motores de indução trifásico e em conexões com a rede elétrica, as topologias trifásicas de inversores são mais atrativas sob a ótica da engenharia e da economia. Em vista disso, KERESKES et al. (2009) realizaram um estudo de três topologias de conversores CC-CA fotovoltaicos trifásicos, sem emprego de transformadores, aplicados em geração distribuída.

Em todas essas aplicações de inversores em fotovoltaica citadas, salienta-se, ainda, que sistemas de monitoramento em tempo real da potência gerada e injetada na rede de distribuição, com ou sem armazenamento de dados em nuvem via internet sem fio, podem ser acoplados ao circuito de controle dos conversores CC-CA (STEFFENS, 2017). Além disso, inversores comerciais também podem contar com circuitos de segurança e contra sobretensão, sobrecorrente, surtos e ilhamento (STEFFENS, 2017).

5 RASTREADORES DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA

Conforme comentado no capítulo 2, o ponto de máxima potência (MPP) dos módulos fotovoltaicos é obtido na transição da zona linear para a não-linear, usualmente conhecida como “joelho” da curva, das curvas I-V características deles. Contudo, também se sabe que, segundo comentado naquele capítulo assim como no capítulo 3, esse ponto varia de acordo com a irradiância e a temperatura, as quais variam conforme a nebulosidade, a umidade, a posição do sol durante o dia e as estações do ano, por exemplo. Além do mais, também pode ser influenciado por variações na carga. Com base nessas adversidades, os rastreadores do ponto de máxima potência (MPPT) são os dispositivos mais eficientes a fim de garantir que o módulo fotovoltaico tenha a máxima potência rastreada e transmitida à carga no instante do rastreo sob determinadas condições meteorológicas.

Embora alguns rastreadores possam ser implementados diretamente em inversores, esses aparelhos são, geralmente, conversores CC-CC com operação no MCC; especialmente projetados para atenderem as condições oriundas da interpolação entre a curva I-V do módulo fotovoltaico e a carga (COELHO, 2008). Ademais, empregam alguma técnica, desenvolvida no circuito de comando através do uso de microcontroladores ou DSPs, para rastrear o MPP enquanto elevam ou abaixam a tensão do módulo ou arranjo fotovoltaico. Explicado isso, ressalta-se que o objetivo deste capítulo é apresentar a operação do circuito rastreador assim como dissertar sobre alguns métodos MPPT presentes na literatura e implementados na prática. Entre esses tópicos, também será explanada a estimativa do MPP e das curvas I-V e P-V por meio de uma carga variável.

5.1 Operação do circuito rastreador

O sistema de rastreo do ponto de máxima potência do módulo fotovoltaico é constituído pelo dispositivo solar, o conversor CC-CC e a carga. Neste trabalho as equações utilizadas terão como base o ganho estático dos conversores não-isolados básicos Buck-Boost, Ćuk, SEPIC e Zeta, visto que são quatro conversores com ganhos estáticos iguais em módulo. Além do que, a carga será modelada como um resistor conforme mostrado na Figura 5.1.

Esse sistema pode ser reduzido a somente o módulo fotovoltaico e um resistor variável, conforme Figura 5.2, ao aplicar o conceito de impedância efetiva de entrada, que é a resistência equivalente total vista

pelos terminais do módulo fotovoltaico (COELHO, 2008). Para tanto, é preciso recorrer às equações dos ganhos estáticos de tensão (Tabela 4.1) e de corrente, que são inversos aos da tensão, dos conversores citados, além da Lei de Ohm aplicada à resistência de saída, a qual está submetida à corrente e à tensão de saída do *chopper*. Da combinação dos ganhos estáticos de tensão e de corrente na equação da Lei de Ohm, tem-se que:

$$\frac{D}{1-D} V_i = R_o \frac{(1-D)}{D} I_i \quad (5.1)$$

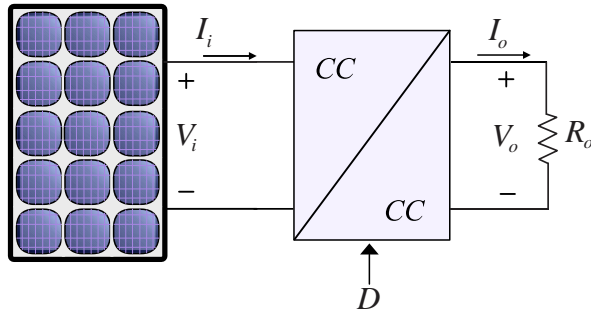


Figura 5.1: Sistema de rastreio do MPP do módulo fotovoltaico.

Como as grandezas de entrada no conversor são as de saída do módulo fotovoltaico, tem-se que $V_i = V_{\text{módulo}}$ e $I_i = I_{\text{módulo}}$, então (5.1) pode ser reescrita como:

$$R_{ei}(D, R_o) = \frac{V_{\text{módulo}}}{I_{\text{módulo}}} = \frac{(1-D)^2}{D^2} R_o \quad (5.2)$$

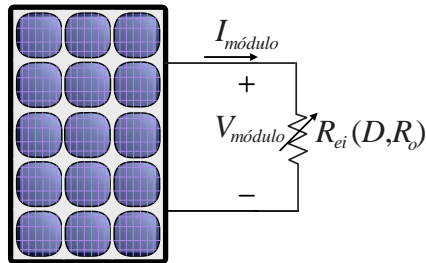


Figura 5.2: Forma reduzida do sistema de rastreio do MPP, com a resistência efetiva (R_{ei}) vista do módulo fotovoltaico.

A resistência de saída (R_o), obtida pela razão da tensão e da corrente médias da saída do conversor, é considerada constante, então a resistência efetiva de entrada (R_{ei}) se torna função da razão cíclica D .

No entanto, quando a curva I-V é modificada devido às condições climáticas, o MPP também muda, o que resulta em novos valores de $V_{\text{módulo}}$ e $I_{\text{módulo}}$, o que significa novo valor de R_{ei} . Então, a única ação possível para rastrear esse novo ponto é ajustar o valor da razão cíclica, por meio de um dos métodos explanados na seção 5.3, até satisfazer a nova resistência efetiva de entrada.

Por fim, introduz-se o conceito de inclinação, em relação ao eixo das abcissas, da curva de carga, o qual define a região de operação do rastreador uma vez que a razão cíclica possui limite inferior nulo e superior unitário. Esses limites são calculados pela equação (5.3) (COELHO, 2008).

$$\theta_{R_{ei}}(D, R_o) = \arctg\left(\frac{1}{R_{ei}(D, R_o)}\right) \quad (5.3)$$

No conversor Ćuk, assim como no Buck-Boost, SEPIC e Zeta, essa função é convertida em (5.4).

$$\theta_{R_{ei}}(D, R_o) = \arctg\left(\frac{D^2}{(1-D)^2 R_o}\right) \quad (5.4)$$

Então as inclinações mínima (θ_{\min}), $D = 0$, e máxima (θ_{\max}), $D = 1$, são:

$$\theta_{\min} = \theta_{R_{ei}}(0, R_o) = \arctg\left(\frac{0}{(1-0)^2 R_o}\right) = 0^\circ$$

$$\theta_{\max} = \theta_{R_{ei}}(1, R_o) = \arctg\left(\frac{1^2}{(1-1)^2 R_o}\right) = 90^\circ$$

Com base nessas informações, três curvas de carga foram traçadas na Figura 5.3. Dessa figura, destaca-se que a curva azul foi estimada nas condições padrões de teste, a vermelha com $S = 1000 \text{ W/m}^2$ e $T = 75^\circ\text{C}$ e a amarela com $S = 800 \text{ W/m}^2$ e $T = 25^\circ\text{C}$. Além do que, foram traçadas através do modelo computacional desenvolvido neste trabalho, que será melhor explicado no capítulo 7.

Desses resultados, conclui-se que a curva de carga pode agir em todos os pontos do primeiro quadrante do plano cartesiano. Além do que,

como todas as curvas I-V que o módulo fotovoltaico pode apresentar estão nesse quadrante, todos os pontos de máxima potência podem ser rastreados. Contudo, isso não é válido para os conversores Boost, que apresenta um limite inferior maior que 0° , mantido o máximo, Buck e isolados baseados neste último, que apresentam um limite superior menor que 90° , mantido o mínimo.

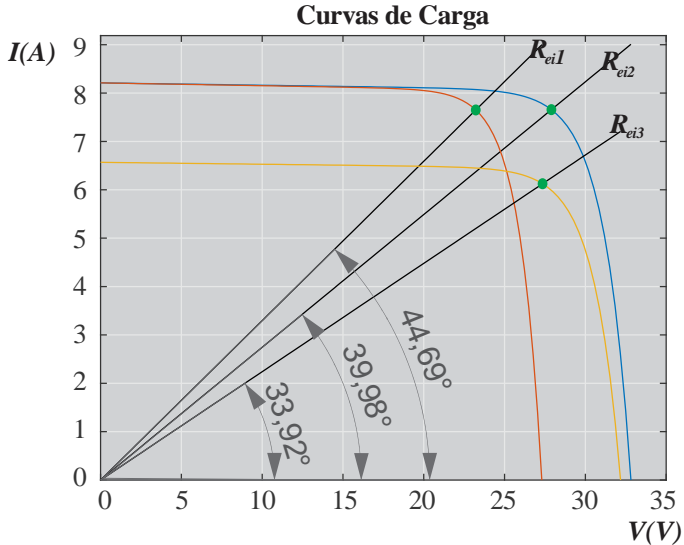


Figura 5.3: Três curvas de carga, com as respectivas inclinações, no MPP. Os pontos verdes sinalizam os MPPs, que são a intersecção entre uma curva I-V e sua respectiva reta R_{ei} . O fundo cinza é a região de operação, a qual corresponde ao 1º quadrante do plano cartesiano.

5.2 Estimação do MPP e das curvas I-V e P-V através de carga variável

Uma alternativa aos conversores CC-CC para determinar as curvas I-V, P-V e o ponto de máxima potência é através do método da carga variável. Essa técnica, a qual utiliza reostatos de até unidades de quilo-ohms, é mais antiga e bem mais barata, porém menos eficiente uma vez que nunca estimará exatamente, apesar da boa precisão, a corrente de curto-circuito e o MPP do dispositivo fotovoltaico (EMERY; OSTERWALD, 1986). Ademais, para fins de geração de energia, é inviável e deve ser substituído pelo MPPT.

Visto que a tensão de saída não será mais fixada devido ao barramento CC do conversor estático, a resistência efetiva de entrada é

dada unicamente pela própria resistência da carga e a equação (5.2) reduz-se à Lei de Ohm. Então, a curva I-V pode ser determinada através de múltiplas medições, cada qual num ponto do reostato, com um voltímetro paralelo ao sistema módulo fotovoltaico-carga e com um amperímetro disposto em série entre a fonte de energia elétrica e o resistor variável. Essas medições podem ocorrer a partir do ponto onde a resistência do reostato é máxima, ou seja, onde a tensão é a de circuito aberto e seguir até onde a resistência é mínima, isto é, ponto muito próximo da corrente de curto-circuito. Também podem ser realizadas no sentido oposto, isto é, do ponto de curto-circuito ao de circuito aberto.

Como nenhum dos métodos oferece vantagens ou desvantagens em relação ao outro, optou-se, neste trabalho, seguir do ponto com carga mínima à carga máxima apenas para iniciar com a tensão em zero e seguir no traço da curva I-V até o valor de circuito aberto. Contudo, ressalta-se a vantagem que, quanto mais pontos forem medidos, mais precisas ficam as curvas I-V e P-V e mais próximo o MPP estimado fica do verdadeiro.

Feitas as medições, calcula-se a potência através do produto das tensões pelas correntes de cada ponto. Então o MPP estimado do dispositivo fotovoltaico é a medição que obteve o maior produto de tensão pela corrente e, fornecidos todos os dados, as curvas I-V e P-V podem ser traçadas por um software como o Microsoft Excel, MATLAB, Mathcad ou similar. Por fim, afirma-se que infinitas curvas de carga se interseccionam com a curva I-V e, que cada ponto desta, pode ser compreendido como uma carga diferente conectado ao módulo solar. Ainda, conforme observado por EITERER (2017), ocorre casamento da impedância do módulo com a do reostato no MPP, o que permite a máxima transferência de potência da fonte solar à carga.

5.3 Métodos MPPT

Existem diversos métodos MPPT presentes na literatura. Os mais difundidos, devido à simplicidade e eficiências consideravelmente razoáveis, são o Perturba & Observa (P&O) e o da Condutância Incremental (CondInc) (BENDIB; BELMILI; KRIM, 2015; COELHO, 2008; JÄGER et al., 2014). Além desses dois, há diversos outros que são classificados em, conforme a forma de rastreio utilizada, métodos indiretos ou diretos ou, segundo a tecnologia envolvida, métodos convencionais ou inteligentes. São classificados em métodos MPPT indiretos os que requerem conhecimento prévio das características do módulo fotovoltaico (BENDIB; BELMILI; KRIM, 2015). São exemplos de técnicas indiretas as: da tensão constante (V_{cte}), da tensão de circuito

aberto fracionada (V_{oc} frac), da corrente de curto-circuito fracionada (I_{sc} frac), baseadas em redes neurais artificiais (RNA) e baseadas na temperatura (MT1 e MT2).

Por outro lado, os métodos diretos dispensam os parâmetros do módulo fotovoltaico uma vez que o algoritmo deles trabalha com a medição de tensão e de corrente para rastrear o ponto de máxima potência da curva P-V do dispositivo solar. Devido a isso, as metodologias diretas trabalham sob qualquer condição meteorológica desde que haja tensão sobre o módulo e corrente fotogerada (BENDIB; BELMILI; KRIM, 2015). São exemplos de técnicas diretas: P&O, CondInc e baseadas em lógica difusa (*fuzzy logic*).

Em relação ao outro sistema de classificação, as técnicas inteligentes (lógica difusa e RNA), apesar de mais complexas, são mais eficientes e de resposta mais rápida em comparação com as técnicas convencionais (as demais técnicas mencionadas), que são geralmente mais simples, baratas e menos eficientes (BENDIB; BELMILI; KRIM, 2015). A partir do próximo parágrafo, cada método citado será brevemente detalhado, a começar pelos diretos convencionais, passando pelos indiretos convencionais, e, por fim, os inteligentes. Entretanto, antes de prosseguir com o texto, um resumo com as características de cada método pode ser contemplado na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Resumo das características dos métodos MPPT apresentados.

Tecnologia do método	Método MPPT	Classificação	Sensores	Complexidade	Custo	Eficiência
Convencional	P&O	Direto	V e I	Baixa	Baixo	Baixa
	CondInc	Direto	V e I	Média	Baixo	Média
	V_{cte}	Indireto	V	Baixa	Baixo	Baixa
	V_{oc} frac	Indireto	V	Baixa	Baixo	Baixa
	I_{sc} frac	Indireto	I	Média	Baixo	Média
	MT1	Indireto	V e T	Baixa	Baixo	Média
	MT2	Indireto	V	Baixa	Baixo	Média
Inteligente	<i>Fuzzy</i>	Direto	V e I	Alta	Alto	Alta
	RNA	Indireto	Varia	Alta	Alto	Alta

5.3.1 Método Perturba e Observa (P&O)

Também conhecido como método da Perturbação e da Observação ou da escalada da colina (em tradução livre do termo, em inglês, *hill climbing*), a técnica Perturba e Observa foi uma das primeiras a considerar os sinais de corrente e de tensão para rastrear o ponto de máxima potência (COELHO, 2008). Além do que, é bastante difundida na literatura (COELHO, 2008) e em MPPTs comerciais (BENDIB; BELMILI; KRIM, 2015). O algoritmo consiste em perturbar, por meio de pequenos passos, sob determinada periodicidade, a razão cíclica do conversor estático, o qual já está configurado com um valor inicial D . Essa perturbação pode resultar em incremento ou decremento da razão cíclica a depender da comparação entre a potência anterior e a atual, obtidas por meio do produto dos sinais de tensão e de corrente do módulo fotovoltaico, lidos por sensores. Se a potência atual for maior que a anterior, a perturbação ocorre no sentido positivo da tensão do módulo; assim, a curva P-V, que se assemelha a uma colina, é escalada, o que justifica um dos nomes do método. Por outro lado, se a potência atual for menor que a anterior, a perturbação acontece no sentido negativo da tensão do módulo. Através desta lógica, apresenta-se um resumo com as variações da razão cíclica na Tabela 5.2.

Tabela 5.2: Algoritmo P&O, com valores atuais da potência, tensão no módulo e razão cíclica ($P(i)$, $V(i)$ e $D(i)$) e anteriores das mesmas grandezas ($P(i-1)$, $V(i-1)$ e $D(i-1)$).

Condição	$V(i) > V(i-1)$	$V(i) < V(i-1)$
$P(i) > P(i-1)$	$D(i) < D(i-1)$	$D(i) > D(i-1)$
$P(i) < P(i-1)$	$D(i) > D(i-1)$	$D(i) < D(i-1)$

Um dos problemas associados a esse método, em virtude do algoritmo, é que o módulo não fornece a potência máxima a todo instante, mas sim na região do MPP (BENDIB; BELMILI; KRIM, 2015; COELHO, 2008; JÄGER et al., 2014). Outro ponto negativo é a dinâmica lenta do P&O, o que acarreta em más respostas em transitórios (COELHO, 2008), os quais podem ser compreendidos como sombreamento parcial repentino no módulo. Contudo, por ser simples e apresentar boas respostas em regime permanente, o método P&O é ainda bastante empregado na manufatura de rastreadores do ponto de máxima potência (BENDIB; BELMILI; KRIM, 2015).

5.3.2 Método da Condutância Incremental (CondInc)

Também bastante difundido na literatura e no mercado (BENDIB; BELMILI; KRIM, 2015), explora o MPP da curva P-V sob a ótica do Teorema de Fermat, teorema do cálculo que afirma que se uma função f tiver um máximo ou mínimo local em um ponto c e se a derivada desta função existir, então $f'(c) = 0$ (STEWART, 2010). Em outras palavras, o método da Condutância Incremental encontra o ponto de máxima potência, no qual $V = V_{max}$, da função potência P em função da tensão V , quando $dP/dV = 0$.

Na curva P-V, a derivada é positiva à esquerda do MPP e negativa à direita dele. Isso significa que, quando o MPPT rastreia à esquerda do MPP, a razão cíclica deve ser diminuída para elevar $V_{módulo}$ de modo a deslocar o ponto de operação para a direita. Além disso, quando rastreia no lado oposto ao caso anterior, a razão cíclica deve ser aumentada para diminuir $V_{módulo}$ e, assim, deslocar o ponto de operação para a esquerda. Quando, enfim, rastreia o ponto máximo, a tensão no módulo fotovoltaico é mantida constante até uma variação dI/dV ser notificada pelo MPPT.

Apesar de ter sido desenvolvido para melhorar a eficácia e a dinâmica em relação ao método P&O (BENDIB; BELMILI; KRIM, 2015), o algoritmo, implementado pela equação (5.5), possui como desvantagem elevado esforço computacional (COELHO, 2008; JÄGER et al., 2014).

$$\frac{dP}{dV} = I(i) + V(i) \frac{[I(i) - I(i-1)]}{[V(i) - V(i-1)]} \quad (5.5)$$

Obtido da equação (5.6), mostrada abaixo.

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(VI)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \quad (5.6)$$

Em (5.5), $I(i)$ e $V(i)$ são, respectivamente, os valores atuais de corrente e tensão enquanto $I(i-1)$ e $V(i-1)$ são os valores anteriores das mesmas grandezas. Ademais, a razão dos termos de corrente pelos de tensão observadas naquela equação, assim como dI/dV de (5.6), é chamada de condutância incremental, a qual nomeia o método por ser a variável responsável pela dinâmica do cálculo do rastreador.

5.3.3 Métodos indiretos convencionais da tensão constante, da tensão de circuito aberto fracionada e da corrente de curto-circuito fracionada

O método da tensão constante consiste em fixar, no módulo fotovoltaico, uma tensão, que pode ser alterada sazonalmente (JÄGER et al., 2014), próxima ou igual a do MPP em determinada condição de irradiância e de temperatura. A ideia deste método simplista consiste em aproveitar a baixa influência que variações na irradiância exercem sobre a diferença de potencial entre os terminais do dispositivo solar com a finalidade de extrair potência próxima ao ponto máximo. Todavia, despreza os efeitos da temperatura na curva P-V, o que induz o MPPT a erros grandes em regiões e estações com elevada amplitude térmica diária (COELHO, 2008). Ademais, ignora os efeitos de sombreamento, responsáveis por diminuir a irradiância sobre o módulo. Portanto, é um método bastante ineficiente e que só deve ser utilizado em locais de pouca exposição à poeira, clima seco e com baixa amplitude térmica.

Já o método da tensão de circuito aberto fracionada é similar ao método da tensão constante, pois impõe o módulo fotovoltaico a uma determinada diferença de potencial para muitas condições de irradiância e de temperatura. Contudo, diferente da técnica anterior, a tensão no dispositivo solar é fixada como fração da força eletromotriz medida em circuito aberto. Sobre essa fração, é dependente do material das células fotovoltaicas, e, no silício cristalino, por exemplo, oscila entre 0,7 e 0,8 (JÄGER et al., 2014). Por ser semelhante ao método anterior, apresenta também as mesmas vantagens, mas com as desvantagens reduzidas. Todavia, uma desvantagem extra que surge com o método da tensão de circuito aberto fracionada é a necessidade de desconectar a carga do sistema durante a medição de V_{oc} , o que impede a geração e transmissão de potência elétrica (COELHO; CONGER; MARTINS, 2010).

Em relação ao método da corrente de curto-circuito fracionada, ressalta-se que possui lógica semelhante à técnica da tensão de circuito aberto fracionada, porém trabalha com a variável corrente por meio da fração, igual a 0,92 nos módulos mais utilizados (COELHO; CONGER; MARTINS, 2010), de I_{sc} ao invés de V_{oc} . Além disso, outra importante diferença é que, ao medir a corrente de curto-circuito, a potência gerada nesse instante é nula (COELHO; CONGER; MARTINS, 2010).

5.3.4 Métodos baseados na temperatura

Rastreiam o ponto de máxima potência apenas com medições diretas de tensão e de temperatura, a qual também pode ser obtida

indiretamente. Em vista disso, aliam a simplicidade dos métodos indiretos convencionais, por obterem o MPP indiretamente, sem elevados esforços computacionais resultantes do cálculo da função ou derivada de potência, com a dinâmica do CondInc (COELHO; CONGER; MARTINS, 2010), o que propicia operação estável e redução do tempo de rastreo até o MPP (COELHO; CONGER; MARTINS, 2010; PARK; YU, 2004). Ademais, baseiam-se no fato de que a tensão de máxima potência não varia consideravelmente com a irradiância, mas em proporção com a temperatura da superfície da célula fotovoltaica. Por causa desses motivos apresentados, os métodos baseados na temperatura começaram a ser desenvolvidos para MPPTs (PARK; YU, 2004).

Dentre as técnicas baseadas na temperatura estudadas, destacam-se duas: com medição direta de temperatura (MT1) e com medidas indiretas desta variável (MT2). Ambas podem ser implementadas de maneira analógica ou digital e devem ter os parâmetros de cálculo da operação ajustados para corrigir desvios ocasionados pela deterioração temporal dos equipamentos solares (COELHO; CONGER; MARTINS, 2010).

Na primeira, um termômetro é acoplado na superfície traseira do módulo fotovoltaico para calcular V_{max} com base na equação (5.7), modificada da (2.8), a qual utiliza dados da tensão de máxima potência em determina referência, como, por exemplo, na STC, onde $T^{STC} = 25^{\circ}\text{C}$, além de V_{max}^{STC} e u_{Vmax} , parâmetros conhecidos e disponibilizados pelo fabricante.

$$V_{max}(T) = V_{max}^{STC} + u_{Vmax}(T - T_{STC}) \quad (5.7)$$

Também no primeiro método, um sensor de tensão é utilizado para medir a diferença de potencial nos terminais do dispositivo solar com a finalidade de subtrai-la à tensão de máxima potência calculada e, assim, ajustar a razão cíclica para o rastreo do MPP.

Em relação à segunda técnica, a diferença consiste em substituir o sensor de temperatura por um segundo de tensão com a finalidade de medir a diferença de potencial de circuito aberto e, assim, estimar a temperatura associada a essa medida por meio da expressão (5.8) (SCHMITZ, 2015), outra modificação da equação (2.8).

$$T(V_{oc}) = T_{STC} + \frac{V_{oc} - V_{oc}^{STC}}{u_{Voc}} \quad (5.8)$$

No entanto, para evitar aumento desnecessário nos esforços computacionais do controlador digital empregado ao método, a equação (5.8) pode ser substituída na (5.7) de maneira a fornecer (5.9), a qual é a utilizada no algoritmo (SCHMITZ, 2015). Desse modo, a informação de temperatura é omitida no processo.

$$V_{max}(V_{oc}) = V_{max}^{STC} + \frac{u_{Vmax}}{u_{Voc}}(V_{oc} - V_{oc}^{STC}) \quad (5.9)$$

Outra diferença dos dois métodos de temperatura é que o sensor de tensão que antes era empregado para medir a força eletromotriz no módulo agora é utilizado na saída do conversor estático. Desse modo, a razão cíclica é ajustada diretamente pela equação do ganho estático do *chopper*. Por causa disso, um pequeno erro de rastreo é adicionado ao sistema uma vez que o ganho estático do conversor é dependente do rendimento, o qual não é constante (SCHMITZ, 2015). Ademais, o segundo método é mais barato (SCHMITZ, 2015), impacta levemente no aumento de esforços computacionais e, assim como o método da tensão aberta fracionada, precisa abrir o circuito periodicamente para medições de V_{oc} .

5.3.5 Métodos inteligentes baseados na lógica difusa e em redes neurais artificiais

Métodos baseados na lógica difusa, ou nebulosa, são classificados em diretos e possuem três estágios: “fuzzyficação”, método de inferência e “defuzzyficação”. No primeiro, as variáveis reais são transformadas em variáveis *fuzzy* após passarem por análise matemática de erro e mudança de erro. Por meio dos valores desse erro e dessa mudança de erro, os quais são positivo grande, positivo pequeno, zero, negativo pequeno e negativo grande, a razão cíclica é modificada de modo *fuzzy*, no método de inferência, a fim de se aproximar do MPP. Por fim, essa informação, que é a saída do controlador de lógica difusa, é convertida para um valor real, o qual incrementa ou decrementa a razão cíclica do conversor estático.

Já os métodos baseados em RNA, que são indiretos, são ainda mais complexos que a lógica difusa por treinarem uma inteligência artificial (IA). Além do que, podem ser implementados de diversas maneiras ao explorar as mais distintas lógicas e utilizar diferentes variáveis de entrada, como corrente e tensão, irradiância e temperatura (DUBEY, 2014) somadas à carga resistiva (DKHICHI et al., 2017) ou diferenciais de

potência e de tensão em um MPPT RNA desenvolvido para aperfeiçoar o método P&O (MESSALTI; HARRAG; LOUKRIZ, 2015).

6 ENGENHARIA FOTOVOLTAICA

Este capítulo aborda conceitos sobre a engenharia fotovoltaica, isto é, desenvolvimento de técnicas, através de pesquisa, análise e observação, em vista do aperfeiçoamento de dispositivos solares para geração de eletricidade a menor custo e de modo mais eficiente. Também são analisados aspectos de aplicações disseminadas ou em fase experimental que as tecnologias fotovoltaicas exercem visando melhorar processos tanto na sociedade quanto no meio ambiente.

Por esses motivos, primeiramente serão introduzidas as tecnologias concentradoras de raios solares, as quais já têm sido incorporadas pelo mercado, apesar de haver muitas pesquisas para melhorar as eficiências óptica e termodinâmica delas (BICER; SPROTTE; DINCER, 2017; KUMAR; SHRIVASTAVA; UNTAWALE, 2015; WU et al., 2012). Dentre esses concentradores fotovoltaicos, será dado maior foco às que fazem uso das lentes de Fresnel dado que são as mais frequentes na literatura e de menor custo, o que, portanto, despertam maior interesse no mercado. Além do que, é a principal tecnologia óptica empregada na obtenção dos resultados experimentais.

Por fim, serão apresentadas resumidamente algumas aplicações de fotovoltaica na engenharia. A começar pela apresentação dos sistemas *off-grid* e *on-grid*. Esses últimos se subdividem em usinas fotovoltaicas, de elevadas potências (acima das dezenas de megawatt-pico), e geração distribuída, de potências mais modestas da ordem de watt-pico a quilowatt-pico, podendo alcançar dezenas ou centenas de quilowatt-pico em instalações maiores, tais como condomínios, estabelecimentos comerciais de grande porte e indústrias. Também serão discutidos no decorrer da seção 6.2, o armazenamento de energia, seja por meio células a combustível ou via bancos de baterias, e como os dispositivos solares têm sido utilizados em veículos elétricos.

6.1 Concentradores de raios solares

Também conhecidos como concentradores de raios luminosos, concentradores fotovoltaicos ou pela sigla inglesa CPV, baseiam-se em dispositivos ópticos para redirecionar, espalhar ou concentrar os feixes luminosos por reflexão (espelhos), por refração (lentes) ou por combinação de ambas (WU et al., 2012). Desse modo, é possível injetar mais potência no sistema em menor área. Então, de acordo com KUMAR; SHRIVASTAVA; UNTAWALE (2015) e WU et al. (2012), sistemas fotovoltaicos com concentradores incrementam a intensidade da

irradiância recebida pelas células, o que pode resultar na redução do custo total do sistema se o custo do concentrador e do seu suporte mecânico forem menores que a área deslocada das células fotovoltaicas. Por causa disso, possuem potencial para satisfazer requisitos em regiões de até 40° de latitude, de grande altitude com muito pouca absorção e espalhamento de raios solares (KUMAR; SHRIVASTAVA; UNTAWALE, 2015). Contudo, podem exigir sistemas refrigeradores visto que podem elevar a temperatura até 3000°C e são mais eficientes em regiões onde a irradiação direta média anual é superior a 1900 kWh/m² (KUMAR; SHRIVASTAVA; UNTAWALE, 2015).

Dentre as técnicas utilizadas comercialmente, será apresentada a que utiliza as lentes de Fresnel devido à importância que desempenha neste trabalho. Ademais, esses dispositivos óticos se destacam dentre os demais devido a três aspectos (KUMAR; SHRIVASTAVA; UNTAWALE, 2015). O primeiro é que a utilização dessas lentes pode reduzir o custo de geração de energia elétrica para um valor entre US\$0,07 a US\$0,15 por quilowatt-hora, o qual ainda pode ser reduzido a depender de demais avanços tecnológicos. Já o segundo é a constatação que a maioria das companhias preferem lentes ao invés de espelhos devido ao design simples, menor complexidade com manutenção e por aproveitarem a irradiação direta. Por fim, o terceiro aspecto é a possibilidade de melhorar as propriedades ópticas das lentes de Fresnel ao utilizar vidros de quartzo e borosilicato como matérias-primas bem como diminuir os custos de fabricação delas, visto que esses materiais são abundantes na natureza.

Além desses três aspectos, são diversas as outras vantagens das lentes de Fresnel que têm despertado a atenção de pesquisadores ao redor do mundo (KUMAR; SHRIVASTAVA; UNTAWALE, 2015). Elas são compactas, são úteis para reduzir o consumo de energia, podem ser utilizadas em sistemas fotovoltaicos de estoque de energia, inclusive os de combustíveis, como o hidrogênio (BICER; SPROTTE; DINCER, 2017).

Sobre essas lentes convergentes, são estruturas ópticas, chatas ou curvas, compostas por múltiplas ranhuras, de seção prismática, dispostas em série ou em paralelo. A luz que passa em cada prisma é refratada levemente em diferentes ângulos (WU et al., 2012) e pode ser focada em um ponto, alguns pontos ou nenhum ponto. Neste último caso, não há formação de imagem (KUMAR; SHRIVASTAVA; UNTAWALE, 2015), conforme elucidada na Figura 6.1. Além do que, torna-se mais vantajoso por evitar ilhas de calor, e, assim, perdas térmicas uma vez que

concentra a energia radiativa direta de maneira mais espalhada em uma área menor do que um módulo fotovoltaico sem concentradores.

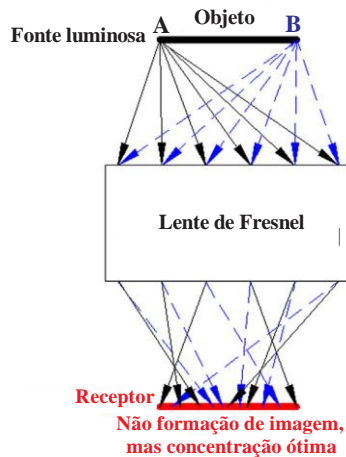


Figura 6.1: Raios luminosos emanados dos pontos A e B, refratados pela lente de Fresnel, e incidentes na superfície receptora em vermelho. Os raios são concentrados pela lente, porém não há formação de imagem no processo. Figura adaptada de KUMAR; SHRIVASTAVA; UNTAWALE (2015).

Essas lentes foram inventadas, em 1822, pelo físico e matemático francês Augustin Jean Fresnel e, como todas as outras lentes, obedecem à Lei da Refração (KUMAR; SHRIVASTAVA; UNTAWALE, 2015). Segundo esta lei, um raio luminoso, que viaja em linha reta num meio transparente homogêneo, é desviado da trajetória original quando passa através de outro meio transparente de diferente densidade. Quando a densidade do meio incidente é maior (lentes convergentes), a luz se aproxima da normal. Caso contrário, isto é, quando a densidade do meio incidente é menor (lentes divergentes), afasta-se da normal. Esses desvios de raios luminosos são explicados em vista da mudança da velocidade da luz em diferentes meios, a qual, por sua vez, é ocasionada pela modificação da resistência do sistema óptico devido a inserção desses meios transparentes.

Outro conceito de ótica pertinente a este trabalho é o número-f, o qual, de acordo com KUMAR; SHRIVASTAVA; UNTAWALE (2015), é a razão entre a distância focal e o diâmetro, no caso de lentes circulares, ou a diagonal, no caso de lentes quadradas, do orifício transparente. Tal número determina a intensidade da convergência da lente. Por exemplo, números-f maiores significam menor convergência. Portanto, do ponto de vista de engenharia de CPV, é vantajoso obter um sistema com número-f

pequeno, apesar de não o suficiente para degradar o desempenho óptico (KUMAR; SHRIVASTAVA; UNTAWALE, 2015), com a finalidade de convergir menos os raios luminosos a fim de concentrá-los de modo espalhado por toda superfície fotovoltaica ao invés de uma parte dela. Além do que, custos com o suporte mecânico podem ser reduzidos superficialmente com números-f pequenos (KUMAR; SHRIVASTAVA; UNTAWALE, 2015).

Em relação às perdas que afetam a eficiência óptica das lentes de Fresnel, destacam-se as acarretadas (KUMAR; SHRIVASTAVA; UNTAWALE, 2015): pelo ângulo de inclinação das ranhuras, o qual deve ser menor que 4° ; pelas extremidades afiadas, com tolerância de até $10\ \mu\text{m}$ de raio para redondas; pela absorção espectral, a qual absorve 10% da maior faixa do espectro solar, o espectro da luz visível, compreendido entre 350 nm e 750 nm. Ademais, também influenciam os fatores que acarretam perdas em qualquer lente, tal como as perdas (KUMAR; SHRIVASTAVA; UNTAWALE, 2015): geométricas, ocasionadas por falhas de manufatura na superfície das ranhuras dispersão cromática, entre outras causas; por reflexão e por reflexão total interna, a qual é representada na Figura 6.2 e acontece quando o ângulo de incidência do meio da lente para o ambiente externo é maior ou igual ao ângulo crítico, normalmente de 42° para lentes cujo material é o acrílico.

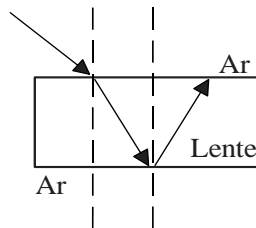


Figura 6.2: Reflexão total da luz dentro de uma lente convergente.

Em virtude dessas perdas e de outras desvantagens, as quais são majoritariamente tecnológicas e comerciais, dos sistemas CPC com lentes de Fresnel, os desafios propostos por KUMAR; SHRIVASTAVA; UNTAWALE (2015) a fim de aperfeiçoar esses concentradores são diversos. É sugerido que a conversão de luz em energias térmica e elétrica seja aprimorada através da porção difusa da radiação, a qual pode ser direcionada às lentes por espelhos. Sobre essa sugestão, é citado que diferentes pesquisadores conseguiram melhorar a eficiência das lentes de Fresnel em até 20% por meio dessa técnica (KUMAR; SHRIVASTAVA; UNTAWALE, 2015). Além do que, deve-se buscar novos materiais que evitem a degradação ultravioleta. Também é necessário evitar operação

em temperaturas muito elevadas, responsáveis pela redução da vida útil do módulo fotovoltaico, a fim de reduzir gastos com refrigeradores.

Além disso, é preciso manter as lentes frequentemente limpas, reduzir custos com o suporte mecânico, responsável por incrementar o custo financeiro e com a manutenção, e refrigeradores. Sobre esse suporte, pesquisas realizadas pelo *Institute of Concentrated Photovoltaics* concluíram que contribui com mais da metade dos problemas dentre todos os componentes do sistema (KUMAR; SHRIVASTAVA; UNTAWALE, 2015) uma vez que é mais frágil e pode piorar a geração de eletricidade em determinados horários se os devidos cuidados não forem levados em consideração. Por fim, precisa-se descobrir novas técnicas que permitam sistemas fotovoltaicos com lentes de Fresnel trabalharem eficientemente sem o uso da radiação direta somente, com a finalidade de difundir-los para regiões localizadas em latitudes superiores a 40°.

6.2 Aplicações de fotovoltaica

A fotovoltaica pode ser aplicada basicamente em qualquer sistema elétrico desde que observada a potência e as devidas proteções e desde que haja incidência de luz solar nos módulos ou arranjos. Esses sistemas são classificados em isolados e conectados à rede, que, apesar de compartilharem algumas aplicações, possuem as próprias particularidades.

A começar pelos sistemas isolados, também conhecidos como ilhados, *stand-alone* ou *off-grid*, os quais não são conectados à rede de distribuição de energia elétrica. Esses sistemas são necessários em veículos elétricos e lugares de difícil acesso ou com impossibilidade da existência da rede de distribuição de energia elétrica tal como em localidades remotas da zona rural, centrais telefônicas e satélites artificiais (COELHO, 2013). Em períodos de pouca ou nenhuma luminosidade, como dias nebulosos e a noite, sistemas fotovoltaicos ilhados necessitam estocar a energia excedente gerada durante o dia em bancos de baterias ou células a combustível.

Sobre essas células, muitos estudos, dentre os quais são citados os de BICER; SPOTTE; DINCER (2017); JAMES et al. (2009); KELLY; GIBSON (2008) e RABADY (2014), focam no armazenamento de gás hidrogênio por meio da geração fotovoltaica. Esse combustível é não poluente, possui maior densidade energética, custo inicial muito menor que as baterias, uma vez que é extraída pela eletrólise da água, além de não ser um gás estufa (JÄGER et al., 2014). Ainda, um gerador elétrico suprido por recursos energéticos convencionais, como o carvão mineral

ou o diesel, pode ser conectado ao sistema caso a demanda energética proveniente dos armazenadores de energia não for suprida integralmente.

Especificamente sobre veículos elétricos, a primeira combinação entre esses e dispositivos fotovoltaicos ocorreu no final dos anos 1970 (CONNORS, 2007) devido à crise do petróleo. A fim de incentivar a pesquisa e o desenvolvimento desses veículos solares, corridas de automóveis nas quais a GM se destacou, foram organizadas ao redor do globo (CONNORS, 2007). Também, nessa década, foram desenvolvidos os primeiros aviões solares de pequeno porte, dos quais se destacam os do projeto *Sunrise* (ZHU; GUO; HOU, 2014), que emitem nenhum gás poluente ou estufa.

Segundo ZHU; GUO; HOU (2014), aeronaves fotovoltaicas possuem imenso potencial no setor aéreo uma vez que, em tese, conseguem sobrevoar, por longos períodos, altitudes superiores às aeronaves convencionais. Isso é vantajoso, porque, conforme discutido no capítulo 3, reduz os efeitos atmosféricos que interferem negativamente na irradiância além de incrementar a irradiância direta. Em relação aos voos noturnos, assim como todo sistema fotovoltaico ilhado, os aviões deverão ser providos de baterias capazes de suprir a demanda energética durante a viagem (ZHU; GUO; HOU, 2014).

Outros veículos elétricos que vem recebido integração com módulos fotovoltaicos são as embarcações. É de 1975 o primeiro registro de barco integrado a módulos fotovoltaicos (GUELLARD et al., 2013). Contudo, apenas a partir dos anos 1990, esses veículos puderam ser utilizados para atividades econômicas normalmente atreladas ao turismo ou ao transporte em pequenos trajetos, como em canais e lagos (GUELLARD et al., 2013). Isso se deve ao aprimoramento das baterias e da eficiência dos dispositivos fotovoltaicos, o que permitiu que o primeiro barco 100% movido à energia fotovoltaica desse à volta ao mundo em 2012 (GUELLARD et al., 2013). Assim como nos carros, essas conquistas foram incentivadas por competições entre equipes de diversas universidades do mundo. Nessas atividades esportivas e científicas, a UFSC é representada pela equipe Vento Sul, cujos barcos Guarapuvu I e Vento Sul foram vencedores em seis competições (EQUIPE VENTO SUL, 2018).

Um desafio comum aos setores marítimo e aéreo é aplicar a tecnologia fotovoltaica desenvolvida nas embarcações e aeronaves de pequeno porte nas últimas décadas para as de grande porte. Ademais, existem pesquisas voltadas para integrar fotovoltaica em trens, como a de SHRAVANTH VASISHT et al. (2017), a qual assegura a viabilidade da

implantação de módulos fotovoltaicos nos tetos dos vagões de um trem na Índia.

Em relação aos motores dos VE solares, embora os de indução trifásicos possam ser utilizados nesses veículos (KUMAR; SINGH, 2017; SYAFARUDDIN; GALLA; AJAMI, 2014), e em outras aplicações fotovoltaicas, como em sistemas de bombeamento e irrigação (KUMAR; SINGH, 2017), os motores de corrente contínua sem escovas (BLDC) dominam o setor (CONNORS, 2007; KUMAR; SINGH, 2017; MANIVANNAN S; KALEESWARAN E, 2016; ZHU; GUO; HOU, 2014). Isso porque, os motores CA requerem inversores trifásicos para converter a eletricidade CC dos módulos em CA, o que encarece os custos e diminui a eficiência do sistema (KUMAR; SINGH, 2017). Além disso, os motores BLDC possuem maiores eficiência e vida útil que os motores sem escovas (MANIVANNAN S; KALEESWARAN E, 2016) além de métodos de controle mais simples. A Figura 6.3 elucida um motor CC alimentado por sistema fotovoltaico isolado com MPPT do tipo Ćuk não-isolado e banco de baterias. Caso o motor fosse CA, haveria um circuito inversor de tensão e corrente entre a bateria e o dispositivo eletromecânico.

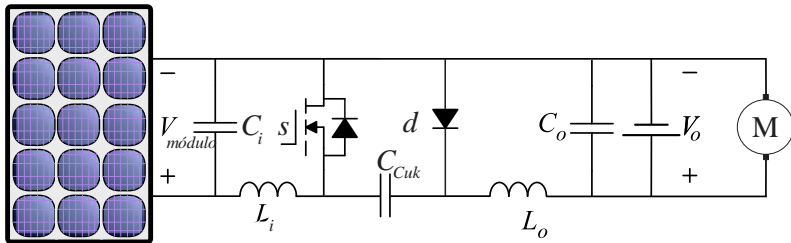


Figura 6.3: Circuito de alimentação de um motor CC (M) de barco solar, com MPPT do tipo Ćuk não-isolado e banco de baterias. C_i , C_o e C_{Cuk} são, respectivamente, os capacitores de desacoplamento, de saída e característico do conversor Ćuk, L_i e L_o os respectivos indutores de entrada e de saída, s o transistor MOSFET e d o diodo.

No caso dos aviões, motores de ímãs permanentes devem ser a melhor solução, porque, apesar de encarecerem bastante o sistema, possuem melhor rigidez mecânica para altitudes elevadas e economizam energia devido a serem os motores mais eficientes do mercado, características as quais proporcionam maior segurança na viagem (ZHU; GUO; HOU, 2014).

Por outro lado, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, também conhecidos como não-isolados, *grid-tied* ou *on-grid*, podem

dispensar o uso de armazenadores de energia uma vez que a falta de eletricidade fotogerada é suprida por outras fontes geradoras de energia elétrica, conectadas à carga por meio de linhas de transmissão e distribuição além de subestações. Além do que, a geração de energia elétrica na vizinhança do consumidor ou por ele próprio, conhecida como geração distribuída, tem proporcionado uma mudança nas relações entre concessionárias distribuidoras de eletricidade e clientes.

Isso se explica pelo excedente de energia elétrica que módulos fotovoltaicos, ou outros geradores, instalados em edifícios podem gerar em horários de baixo consumo, o que exigiu a elaboração da Resolução Normativa Nº 482 da ANEEL (ANEEL, 2012a) e da Nota Técnica nº 0129/2012-SRD/ANEEL (ANEEL, 2012b). Segunda essa resolução normativa (ANEEL, 2012a), a concessionária pode se utilizar do excedente de energia elétrica para fornecê-la a outra localidade, com carência de energia, situada na rede de distribuição. Para tanto, esse excedente, medido através de um medidor bidirecional de energia elétrica (ANEEL, 2012b), é comprado do consumidor e subtraído na conta de energia elétrica após considerar a eletricidade suprida a ele em horários de alto consumo ou pouca geração.

Mas não só a geração fotovoltaica distribuída (até 1 MW segundo à ANEEL (2012a)) está presente nos sistemas conectados à rede, usinas fotovoltaicas, acima do mega-watt pico, situadas em áreas distantes dos centros consumidores também se inserem ao sistema elétrico de potência. No Brasil, conforme discutido na seção 3.2.1, os investimentos em UFV se concentram no sertão nordestino devido à elevada irradiância média anual e clima seco. Nesta localidade, existem, por exemplo (BLUESOL ENERGIA SOLAR, [s.d.]; PORTAL SOLAR, [s.d.]), as UFV Nova Olinda (PI), que é a maior do Brasil em geração (292 MWp) atualmente, Bom Jesus da Lapa (BA, 158 MWp), Horizonte (BA, 103 MWp) e Tauá (CE, 1 MWp), a primeira usina fotovoltaica do Brasil, inaugurada em 2011 (BLUESOL ENERGIA SOLAR, [s.d.]), além de diversos outros projetos em execução tanto no Nordeste quanto no Sudeste e no Centro-Oeste após os leilões da ANEEL (ANEEL, [s.d.]). Ademais, a região sul consta, desde 2014, com uma usina solar situada em Tubarão-SC, a UFV Cidade Azul, com potência de geração de 3 MWp (ENGIE, [s.d.]).

7 METODOLOGIA

7.1 Metodologia experimental

Os experimentos foram realizados em 7 de outubro de 2016 no terraço do *Clean Energy Research Laboratory* (CERL) da *University of Ontario Institute of Technology* (UOIT), localizada no município de Oshawa, Ontário, Canadá, conforme pode ser visualizado, em diferentes escalas, nas Figuras 7.1, 7.2 e 7.3. Esse lugar está localizado nas coordenadas geográficas (43,9°N;79°O) a 101 metros acima do nível do mar, no fuso horário GMT -5. Ademais, na data das experiências, o tempo estava sob o regime do horário de verão, o qual, pela *Time Act* de Ontário (GOVERNMENT OF ONTARIO, 1990), compreende todas as datas entre o segundo domingo de março e o primeiro domingo de novembro de todos os anos.



Figura 7.1: Mapa de Ontário com destaque para Oshawa na elipse verde.

Adaptado de: <http://www.ojs.ouinternational.ca/about-ontario>. Acesso em 24/05/2018.

As condições meteorológicas predominantes eram de céu claro com ventos a velocidades, medidas por um barômetro, superiores a 9 km/h. Para a prática experimental, as temperaturas ambiente e no módulo foram medidas por um termômetro digital Vernier e enviadas ao software *Vernier LabQuest Mini Data Logger and Logger Pro 3.8.4* por conexão USB. No dispositivo fotovoltaico, cabe salientar que, conforme o procedimento padrão de testes, o sensor foi acoplado na superfície traseira do agrupamento de células.



Figura 7.2: Leste da GTA ampliada com destaque para Oshawa, inscrita no quadrilátero vermelho. Adaptado de *Google Maps*.

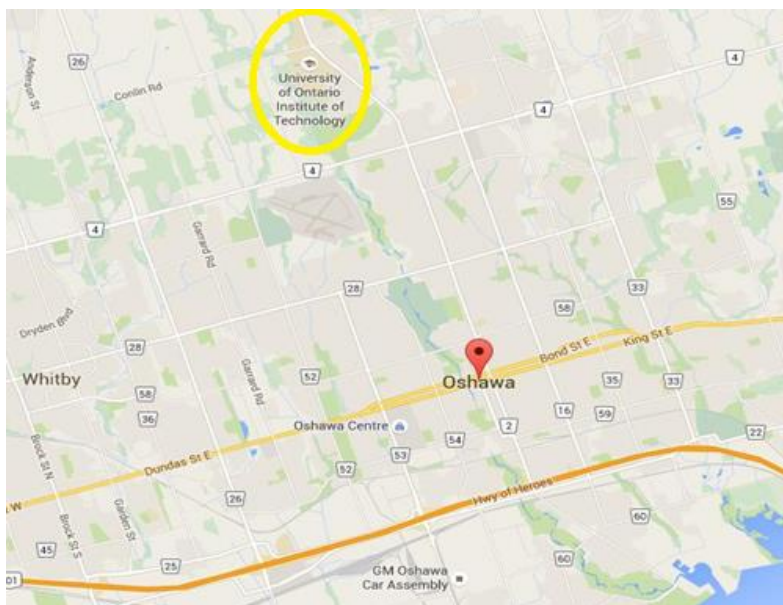


Figura 7.3: Oshawa – ON. Destaque para a UOIT, inscrita na elipse amarela. Adaptado de *Google Maps*.

No mesmo plano do módulo, foi posto um piranômetro *Apogee* para medições de irradiância. Esse piranômetro foi calibrado durante os dias ensolarados do mês de julho de 2016, verão do hemisfério norte portanto, com o auxílio do simulador online de irradiância *Clear Sky Calculator* (APOGEE INSTRUMENTS, [s.d.]), o qual compara as irradiâncias simulada e medida a fim de proporcionar a diferença percentual entre elas. No cálculo da irradiância, esse simulador considera: latitude, embora sejam válidas apenas as do norte terrestre, longitude, altitude, dia do ano, hora do dia, horário de verão, temperatura do ar e umidade relativa.

Em relação às medidas de tensão e de corrente, foram obtidas por meio de um voltímetro e de um amperímetro respectivamente, ambos digitais e de alta precisão. No que diz respeito à carga de teste, foi utilizada um reostato da marca *Ohmite* com faixa de valores de resistência entre 0 Ω e 5 k Ω .

Com a finalidade de extrair as medidas do caso que utiliza os concentradores de raios luminosos, foi montado um sistema óptico, constituído por lentes de Fresnel e espelhos frios, para incidir num sistema elétrico, composto por módulo fotovoltaico, reostato e multímetros. O

primeiro sistema e a entrada do segundo foram montados em uma estrutura mecânica, cujas fotos estão disponíveis na Figura 7.4.

Sobre esta estrutura mecânica, são destacados os seguintes elementos, descritos, em detalhes, abaixo: lentes de Fresnel, espelhos frios, módulo fotovoltaico, controle de elevação e controle azimutal.

- Lentes de Fresnel: convergem a radiação solar incidente em uma taxa de concentração de 5,6 vezes;
- Espelhos frios: seis porções de espelho configurados de modo a formar um espelho maior para espalhar um pouco os raios concentrados de modo que incidam completamente na superfície do módulo fotovoltaico;
- Módulo fotovoltaico: converte a energia radiativa em energia elétrica;
- Controle de elevação: ajuste manual do ângulo de elevação, o qual é complementar ao ângulo de zênite, dos três primeiros elementos simultaneamente. Quando o ângulo de elevação é 0° (mínimo), os elementos estão em paralelo ao chão. Já se esse é igual a 90° (máximo), ficam perpendicular;
- Controle azimutal: ajuste manual do ângulo de azimute dos três primeiros elementos simultaneamente. Este ângulo atual nos eixos cardeais do plano e é incrementado no sentido horário. Para este trabalho, foi adotada a convenção em que o ponto norte compreende o ângulo zero.

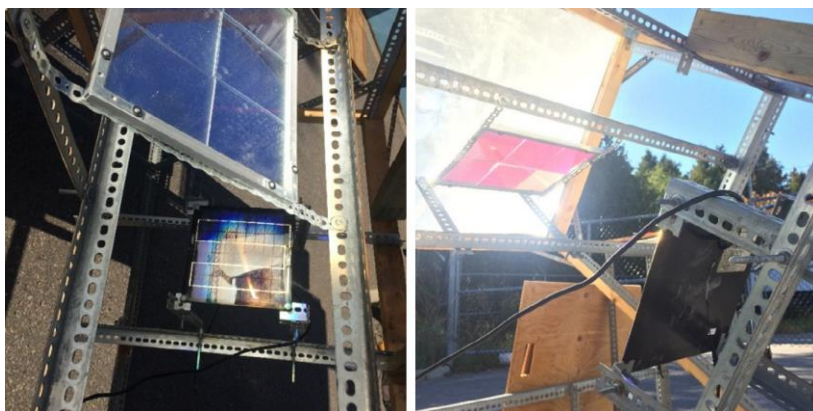


Figura 7.4: Estrutura mecânica que comporta as lentes de Fresnel (material transparente do canto superior esquerdo da imagem direita), seis espelhos frios e o módulo fotovoltaico maior.

A partir das lentes de Fresnel, a luz é espalhada pelo conjunto de espelhos frios, produtos da *Edmund Optics* designados para refletir a porção de luz visível além das porções infravermelha e infravermelha-próxima. Essas ferramentas transparentes são cobertas por material dielétrico multicamada e possuem otimização de reflexão para dois ângulos de incidência: 0° e 45° . Raios que incidam sob outros ângulos ocasionarão uma mudança no espectro transmitido ao módulo fotovoltaico. Além disso, é informado pelo fabricante que as características de transmitância e de refletância para os ângulos de incidência de 0° e de 45° abrangem a faixa de, respectivamente, 750 a 1200 nm e 400 a 690 nm, conforme demonstrado na Figura 7.5 quando o substrato é vidro borossilicato. Além disso, as dimensões da superfície de um espelho frio são 101,0 mm e 127,0 mm, o que corresponde a uma área de 128,3 cm². Para o conjunto de seis superfícies transparentes usados no experimento, a área retangular atinge 769,6 cm². A porção transmitida dos raios luminosos incide no módulo fotovoltaico a fim de gerar energia elétrica.

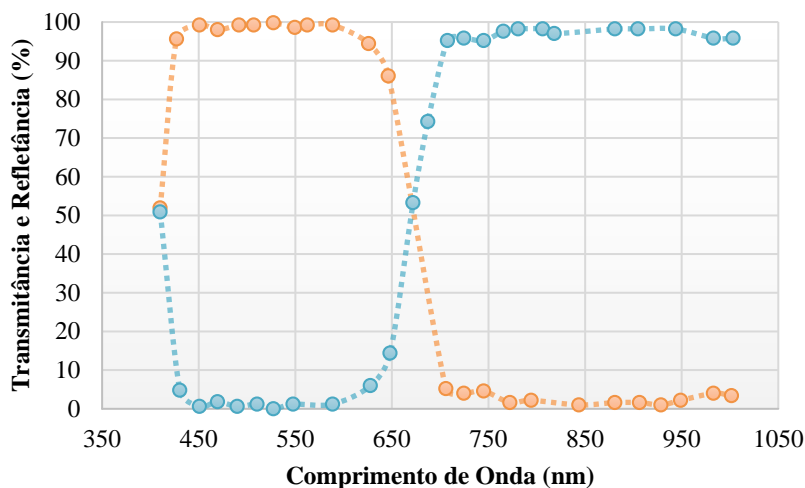


Figura 7.5: Refletância (laranja) e transmitância (azul) do espelho frio a 45° de ângulo de incidência.

No experimento, são determinadas a irradiância direta incidente no dispositivo solar, a temperatura do módulo e tensões e correntes em diversos pontos da curva I-V do dispositivo sob diferentes condições de carregamento. Dentre essas grandezas elétricas, destacam-se: a corrente

de curto-circuito quando o reostato está em $0\ \Omega$, a tensão de circuito-aberto quando está em $5\ \text{k}\Omega$, além da corrente e da tensão no ponto de máxima potência. A partir desses dados coletados, e através do conhecimento da área do módulo ou célula fotovoltaica, determinam-se a potência de pico, a eficiência, o fator de preenchimento, as curvas I-V e P-V do módulo em estudo.

7.2 Modelo computacional

Baseado na teoria do modelo de circuito para células, módulos e arranjos fotovoltaicos, elucidado no capítulo 2, e numa calculadora de células solares desenvolvida pelo *website PV Lighthouse* (PVLIGHTHOUSE, [s.d.]), um modelo computacional foi implementado em MATLAB a fim de fornecer as curvas I-V e P-V, grandezas elétricas, fator de preenchimento e eficiência dos dispositivos fotovoltaicos sob quaisquer condições de irradiância e de temperatura. A princípio, o algoritmo executa os cálculos para uma célula com a finalidade de, em seguida, expandi-los para módulos de acordo com as conexões série e paralelo entre células. Os dois módulos testados, de diferentes áreas, consistem em trinta e seis células conectadas em série.

A fim de o modelo computacional ser inicializado, assume-se que:

- As resistências normalizadas em área, constantes, são assumidas entre $0,5$ e $1,3\ \Omega.\text{cm}^2$ (R_s) (PHOTOVOLTAIC EDUCATION NETWORK, [s.d.]) e $1000\ \Omega.\text{cm}^2$ ou mais (R_p) (PHOTOVOLTAIC EDUCATION NETWORK, [s.d.]);
- A densidade de corrente elétrica (J_{ph}) é assumida entre 32 e $40\ \text{mA}/\text{cm}^2$ conforme o *website PV Lighthouse* (PVLIGHTHOUSE, [s.d.]);
- A corrente de saturação reversa do diodo (I_0 , I_d no código) é assumida ser constante para qualquer temperatura, porque, apesar de essa variável térmica afetá-la em valor, há outras propriedades microscópicas que atuam nessa corrente, tais como a mobilidade, tipo da junção e concentração das portadoras. Ademais, como essas propriedades são difíceis de serem previstas e, conseqüentemente, de serem inseridas no cálculo de I_0 , este parâmetro é assumido constante para diferentes temperaturas para um mesmo dispositivo solar;
- O fator de idealidade (n) do semicondutor é 1 para os módulos testados em laboratório.

Além do que, outros parâmetros de entrada constantes do simulador desenvolvido em MATLAB são:

- A área da célula solar (A), em cm^2 ;
- A irradiância (S_r) e a temperatura (T_r) de referência, atribuídos com os valores STC;
- A carga elementar e a constante de Boltzmann.

Por fim, cabe ao usuário adentrar com os parâmetros de irradiância, em W/m^2 , e de temperatura, em graus Celsius, experimentais (S_e e T_e , respectivamente). Antes de passar para a etapa de cálculos iterativos, as duas temperaturas são convertidas para o SI, a corrente fotogerada é calculada por meio do produto de J_{ph} e A , a potência de entrada é calculada e a tolerância dos processos iterativos, ou seja, o critério de parada, é configurada em 10^{-4} . Além do que, por se tratar de um método iterativo, a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto iniciais, das equações (2.6) e (2.7), são impostas em zero.

Inicializada a etapa de cálculos, o programa começa a calcular a corrente de curto-circuito nas STC, segundo a equação (2.6), até o valor atual corresponder ao critério de parada. Em seguida, faz-se o mesmo com a tensão de circuito-aberto conforme a equação (2.7). Após determinadas essas duas grandezas, faz-se a correção delas para a temperatura experimental, por meio das equações (2.8) e (2.9), e, em seguida, para a irradiância experimental através da equação (2.10) e de uma outra equação que considera, apenas, a correção por meio do produto entre e o logaritmo neperiano da razão entre as irradiâncias experimental e nas STC. Caso uma dessas grandezas meteorológicas seja igual à respectiva referência, a rotina de ajuste do referido parâmetro é ignorada.

Por fim, o programa fornece as curvas I-V e P-V do dispositivo fotovoltaico bem como as variáveis de saída já informadas, a lembrar: potência de pico e valores de tensão e de corrente neste ponto, eficiência e fator de preenchimento. Quanto ao código implementado, está disponível no Apêndice A.

7.3 Modelagem do espectro solar

O espectro solar e a massa de ar podem ser previstos de acordo com a metodologia adaptado pelo NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) que é baseada no artigo de GUEYMARD (2001) e pode ser calculado por meio do software SMARTS, descrito por GUEYMARD (1995). Além da massa de ar, o espectro solar depende de outras condições atmosféricas, conforme já citado no capítulo 3, tais como: concentração de água e de ozônio na atmosfera, turbidez, concentração de aerossóis, nebulosidade e espessura óptica da atmosfera. Um dos

parâmetros mais importantes que influencia tanto a intensidade da radiação solar na superfície terrestre quanto o espectro é a massa de ar, a qual depende do ângulo de zênite, do dia do ano e da latitude geográfica.

A distribuição espectral da luz solar é obtida via o software SMARTS, desenvolvido pelo NREL (GUEYMARD, 1995). A faixa de comprimentos de onda da luz solar é assumida ser entre 280 nm e 4000 nm, e a constante solar em 1367 W/m^2 . No entanto, o espectro padrão na superfície terrestre é referido como AM1.5, que é a técnica amplamente adotada de medições (ângulo de zênite = $48,2^\circ$). Os valores de massa de ar e irradiâncias para lugares específicos são calculados com base nas coordenadas além da data via o software SMARTS. O módulo permanece na mesma posição dos ângulos de azimute e de zênite da posição solar enquanto o intervalo de tempo, em minutos, do estudo foi a primeira quinzena de setembro de 2016; portanto, verão no hemisfério norte.

Condições ambientais, tais como vegetação, terreno e irregularidade geográfica afetam a eficiência e a geração de eletricidade no módulo devido ao albedo, que é a razão entre a radiação refletida numa superfície pela radiação incidente refletida nela. Em virtude dessas reflexões, origina-se a irradiância difusa, que, somada à direta, potencializa a irradiância incidente na superfície do módulo fotovoltaico. Neste estudo, é utilizada a Atmosfera Padrão dos Estados Unidos (*U.S. Standard Atmosphere*), que é um modelo atmosférico em que a pressão, a temperatura, a densidade e a viscosidade da atmosfera terrestre se alterna dentre uma extensiva amostra de altitudes. O tipo de aerossol escolhido é o *S&F URBAN* (urbana) uma vez que os experimentos são conduzidos fora do edifício assim como do estudo de SHETTLE; FENN (1979).

7.4 Modelo computacional aplicado a módulos fotovoltaicos comerciais

Outra versão do modelo computacional, disponível no Apêndice B, foi desenvolvida com a finalidade de verificar a efetividade na determinação de curvas I-V e P-V dos módulos fotovoltaicos comerciais sob diversos valores de irradiância e de temperatura. No total, foi estudada a aplicação do modelo em duas condições – STC e NOCT - para cinco dispositivos fotovoltaicos comerciais, cujos catálogos do fabricante estão disponíveis nas referências deste TCC, a saber: KC200GT da *Kyocera*, os JKM250P e JKM260P da *Jinko Solar* e os KuDymond 305MS-FG e 315MS-FG da *Canadian Solar*.

Além do que, foram feitas as seguintes modificações nesse código:

- Substituição de J_{ph} e do cálculo de I_{ph} diretamente pelo parâmetro I_{sc} , o qual é provido pelo datasheet dos módulos fotovoltaicos, de maneira que $I_{ph} = I_{sc}$;
- Aplicação da equação (2.11) para correção da tensão de circuito aberto para irradiâncias diferentes de 1000 W/m^2 . Na versão antiga, essa correção era feita por outra expressão, a qual ocasionava mais erros de precisão;
- A resistência paralela normalizada em área é assumida ser $1000 \Omega \cdot \text{cm}^2$ para todos os módulos simulados;
- As áreas dos módulos fotovoltaicos em análise são atualizadas, uma por uma, conforme as informações fornecidas pelo catálogo do fabricante;
- Como o fator de idealidade dos dispositivos comerciais não é informado pelo fabricante, um valor, entre 1 e 2, é assumido. Com esse fator, a resistência paralela e demais dados elétricos nas STC, informados pelo fabricante, estima-se a corrente de saturação reversa do diodo com o auxílio do software PSIM, na aba *Utilities* → *Solar Module (physical model)*. Em seguida, valores de resistência série normalizada em área são assumidos. Por fim, faz-se uma simulação no modelo desenvolvido em MATLAB para as STC. Se o programa convergir e os dados de saída forem semelhantes aos do datasheet dos módulos, o modelo pode ser utilizado para estudos em condições diferentes das STC. Caso contrário, um novo valor para o fator de idealidade é assumido e reinicia-se o processo até os dados de saída forem semelhantes aos informados pelos fabricantes dos dispositivos solares. Esse algoritmo é resumido no fluxograma da Figura 7.6.

Ademais, para as simulações, os erros percentuais dos valores no ponto de máxima potência e da eficiência dos módulos foram comparados com os do PSIM, o qual é um software consolidado na indústria.

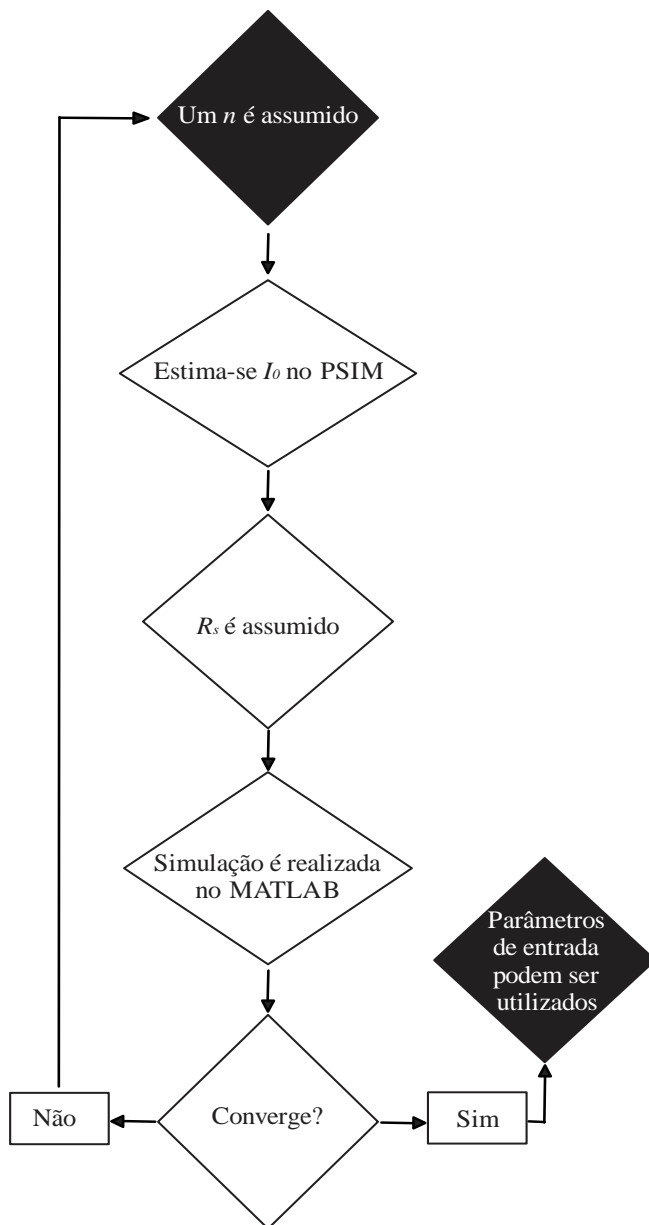


Figura 7.6: Fluxograma da validação dos parâmetros de entrada desconhecidos do modelo computacional para módulos fotovoltaicos comerciais.

8 RESULTADOS E DISCUSSÕES

É assumido que o silício monocristalino, material do módulo fotovoltaico, pode absorver até 1000 nm de comprimento de onda, porque, como visto na Figura 8.1, só uma pequena porção de todo espectro é recebido pelas células solares e que contribui para a geração de energia elétrica (nota-se que os espelhos frios supostamente refletem até 1200 nm baseados nos dados do fabricante).

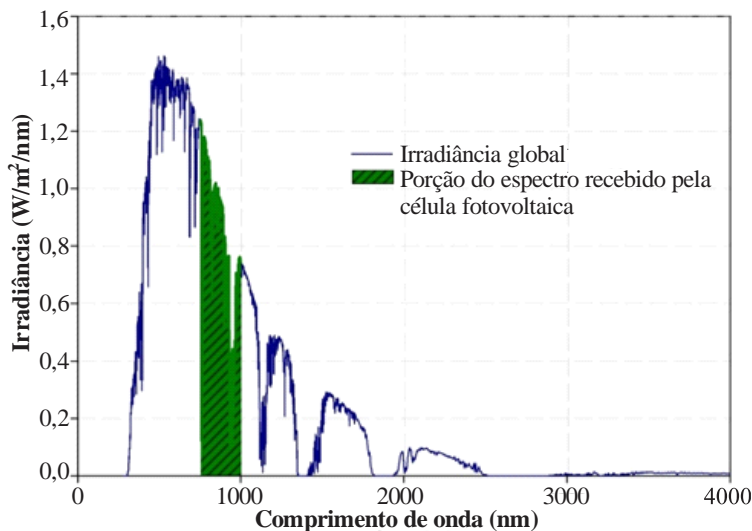


Figura 8.1: Distribuição espectral recebida pelo módulo fotovoltaico para casos de espreadimento de raios luminosos durante os experimentos.

A quantidade de energia na composição da porção é calculada em aproximadamente 19,2% de todo espectro entre 280 nm e 4000 nm. Então, somente a parte hachurada da Figura 8.1 é útil para cálculos de eficiência sob as condições de raios de luz concentrados. Por outro lado, sem concentradores, todo o espectro inferior a 750 nm é considerado, visto que os espelhos frios não são utilizados. Ademais, é importante afirmar que a refletância do terreno é atribuída ao concreto em área urbana.

A posição do sol e do conjunto de células solares são modificadas durante o experimento de acordo com o horário dos testes, o qual também influencia nos valores de irradiância obtidos, listados na Tabela 8.1. Já as condições atmosféricas usadas para a obtenção do espectro especificado são listadas na Tabela 8.2.

Tabela 8.1: As posições do sol e das células solares antes dos experimentos e as medidas de irradiância obtidas.

Parâmetro	Unidade	Valor medido
Ângulo de zênite aparente	°	60,514
Ângulo de azimute	°	225,00
Irradiância direta	W/m ²	818,28
Irradiância difusa celeste	W/m ²	62,44
Irradiância difusa refletida pelo solo	W/m ²	55,86
Irradiância global	W/m ²	936,59

Tabela 8.2: Condições atmosféricas durante o experimento obtidas via o software SMARTS.

Condições Atmosféricas	Unidade	Valor verificado
Pressão	atm	1
Elevação	m	100
Umidade relativa	%	45,67
Água precipitável	cm	1,3590
Ozônio	Unidade Dobson (UD)	343,8
Aerossóis		
Profundidade óptica	Adimensional – $\lambda = 550$ nm	0,0752
	Adimensional – $\lambda = 500$ nm	0,0840
Beta de Angstrom	Adimensional	0,0375
Beta de Schuepp	Adimensional	0,0365
Alcance visual	km	128,0
Visibilidade	km	98,0
Temperaturas		
Nível do solo	K	287,6
Nível do mar	K	288,2

Com a finalidade de cumprir esses procedimentos e de suportar a irradiância global, dois módulos fotovoltaicos de pequeno porte foram testados. Devido à diferença entre as dimensões deles, foram nomeados de módulo menor (MFm), cuja área é de 150 cm², e módulo maior (MFM), cuja área atinge 576 cm². Além disso, foi investigado quanto a área influencia na geração fotovoltaica e na eficiência desses dispositivos. Por causa disso, os resultados são detalhados separadamente neste TCC para condições de raios luminosos concentrados e não concentrados. Além do que, comparações entre os dois tipos de módulos, cujas fotos são ilustradas nas figuras 8.2 e 8.3, são apresentadas.

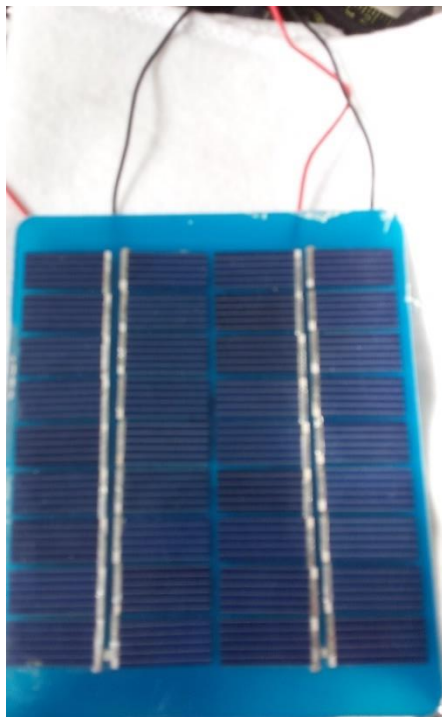


Figura 8.2: O módulo fotovoltaico menor (MFm), de área igual a 150 cm^2 , composto por trinta e seis células em série.



Figura 8.3: O módulo fotovoltaico maior (MFM), de área igual a 576 cm^2 , composto por trinta e seis células em série.

8.1 Módulo fotovoltaico menor sem ação de concentradores de luz

Para o experimento de luz não concentrada, isto é, natural, a temperatura traseira do módulo fotovoltaico foi medida em 30°C enquanto a irradiância média ambiente no plano do módulo era de 595 W/m² às 14h30min. Neste caso, a irradiância é baixa devido aos efeitos de sombreamento no horário dos experimentos, o que não descredita o grau de confiança das medições visto que demonstraram ser bem pouco sensíveis a variações durante todo o teste.

Conforme pode ser visto na Figura 8.4, a potência de pico assim como a corrente fotogerada do modelo computacional correspondem com as obtidas experimentalmente. Ademais, a Tabela 8.3 demonstra que os resultados para ambas as eficiências, a do experimento e a do modelo, se aproximam dos 15%. Entretanto, a corrente no ponto da potência de pico experimental diverge 10% acima do modelo, o fator de preenchimento em 5,4% abaixo e tanto a tensão no ponto da potência de pico quanto a de circuito aberto divergem em 11% acima dos valores previstos pelo modelo. Por serem erros menores que 15%, todas as grandezas, portanto, estão dentro de uma faixa de valores de erro aceitáveis para validar o modelo.

Ainda, sobre a divergência de resultados nas diferenças de potencial, existem duas causas possíveis: uma das premissas adotadas no algoritmo não é precisa no processo iterativo para calcular a variável vetorial tensão ou a corrente de saturação usada no modelo apresenta variação considerável. Neste caso, essa variação afetaria mais na determinação da tensão de circuito-aberto de acordo com as equações de Shockley de corrente (2.6) e de tensão (2.7).

Tabela 8.3: Resultados da simulação e experimentais do MFm sem concentradores de raios luminosos, $S^{exp} = 595 \text{ W/m}^2$ e $T^{exp} = 30^\circ\text{C}$.

Parâmetro	Modelo	Experimento
V_{max}	14,72 V	16,40 V
I_{max}	0,089 A	0,080 A
P_p	1,31 W	1,31 W
V_{oc}	18,40 V	20,35 V
I_{ph}	0,094 A	0,093 A
η	14,68%	14,70 %
FF	0,7559	0,7153

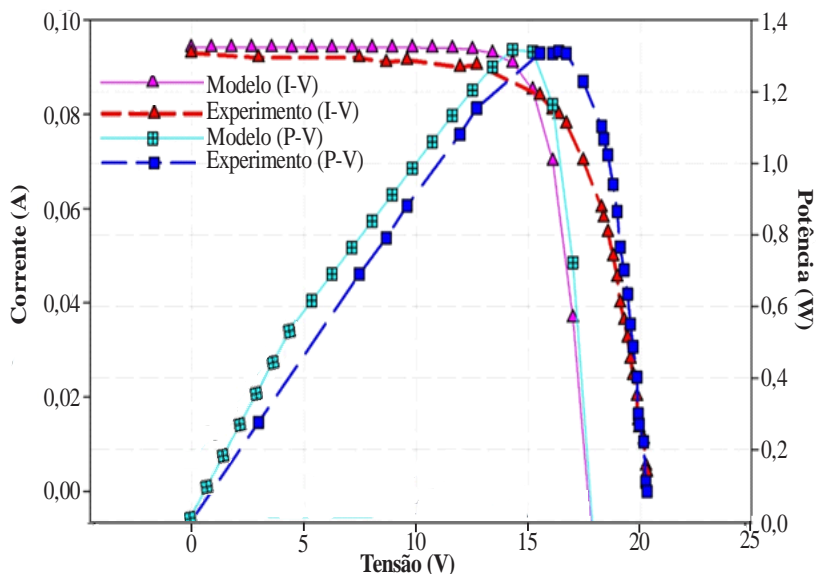


Figura 8.4: Comparação entre as curvas I-V e P-V do modelo computacional e dos experimentos para o MFm em medições ambientes sem concentradores de raios luminosos.

8.2 Módulo fotovoltaico menor sob ação de concentradores de luz

A irradiância se modifica fora e dentro da estrutura óptica, composta pelas lentes de Fresnel, pelos espelhos frios e pelo módulo fotovoltaico, segundo a posição onde o piranômetro é inserido. Através de medições na altura do módulo fotovoltaico, é possível verificar que os concentradores de raios solares incrementam a irradiância em 5,6 vezes em relação ao valor real. Em vista do procedimento citado, um valor próximo a 2100 W/m^2 é medido, o que significa um valor de irradiância ambiente próximo de 375 W/m^2 .

Neste experimento, realizado às 16h10min, enquanto a temperatura ambiente foi verificada em 13°C , a temperatura da superfície traseira do módulo fotovoltaico variou entre 54°C , no início da experiência, e 68°C , no final dela, para uma irradiância média concentrada de 2100 W/m^2 . As grandezas físicas medidas podem ser contempladas na Tabela 8.4.

Tabela 8.4: Resultados da simulação e experimentais do MFm com concentradores de raios luminosos, $S^{\text{exp}} = 2100 \text{ W/m}^2$ e $T^{\text{exp}} = 66^\circ\text{C}$.

Parâmetro	Modelo	Experimento
V_{max}	15,53 V	14,70 V
I_{max}	0,31 A	0,34 A
P_p	4,85 W	4,99 W
V_{oc}	19,18 V	16,90 V
I_{ph}	0,33 A	0,43 A
η	15,41%	15,37 %
FF	0,7615	0,6867

Nessa tabela, a eficiência obtida é destacada em 15,37%, praticamente a do modelo, com a finalidade de comparar com estudos anteriores, os quais empregaram técnicas similares, porém com módulos PV/T. Sobre essa eficiência também é comentado que é menor que a obtida por MOJIRI et al. (2016), a qual varia entre 20,7% a 26,8%; entretanto, é maior que de outro estudo conduzido pelo mesmo grupo (STANLEY et al., 2016), cuja faixa de valores abrange entre 3,6% e 4%.

Ademais, nessa tabela, é mostrada que, no experimento, a potência de pico praticamente coincide com a predita pelo modelo uma vez que o erro associado é de 2,9%, além de o fator de preenchimento, as correntes no pico de potência e de curto-circuito bem como as tensões no ponto de pico e de circuito aberto divergirem, respectivamente, em 9,8%, 9,7%, 30,3%, 5,3% e 12%. Portanto, quase todos os erros são aceitáveis para validar o modelo para o caso de raios concentrados no MFm. Contudo, conforme mostrado na Figura 8.5, o eixo das ordenadas da curva I-V experimental, o que inclui o ponto da corrente fotogerada, desviou, nas tensões mais baixas, da obtida via MATLAB.

Isso pode ter acontecido porventura de uma instabilidade, a qual pode estar associada a um defeito na carga, um efeito de sombreamento no módulo não verificado durante as medições ou a passagem de uma pequena nuvem, a qual pôde ter coberto o módulo por tempo suficiente para divergir os resultados. Da explicação da possível origem da divergência de resultados de corrente no início da curva I-V e dos bons resultados para os demais parâmetros, conclui-se que o modelo também é válido para este caso.

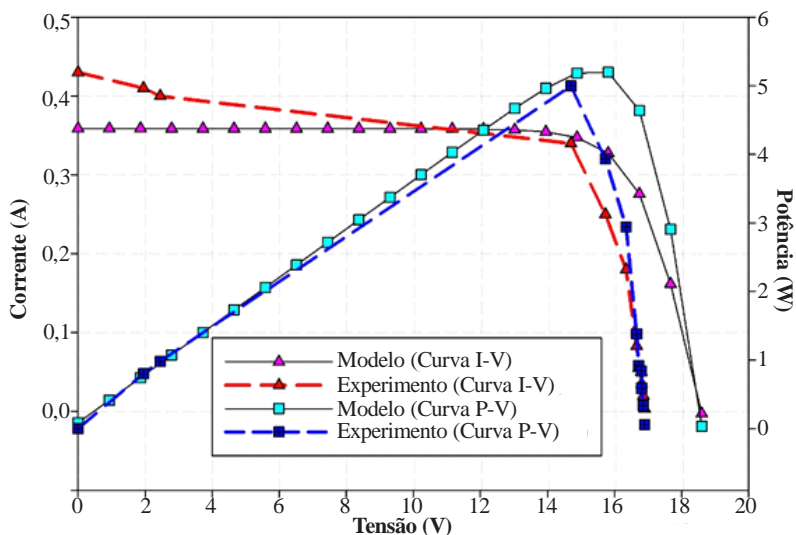


Figura 8.5: Comparação entre as curvas I-V e P-V do modelo computacional e dos experimentos para o MFM em medições ambientes com concentradores de raios luminosos.

8.3 Módulo fotovoltaico maior com e sem concentradores de luz

O módulo fotovoltaico de maior área é utilizado nestes experimentos. Nesta seção, os resultados apresentados se referem às condições de raios concentrados e não-concentrados. Para os raios concentrados, a irradiância média no módulo registrada foi de 912 W/m^2 às 15h30min. Além disso, a temperatura média na superfície traseira do dispositivo solar foi de 122°C para este caso de raios concentrados. A temperatura média e a irradiância estão mostradas na Figura 8.6.

Em relação aos valores registrados nas medições sem concentradores de luz, foi percebido que a temperatura média na superfície traseira das células solares foi de 28°C enquanto a irradiância média registrada foi de 548 W/m^2 às 15h.

A começar pelos resultados do MFM com CPV, percebe-se que, a partir da Tabela 8.5, enquanto a potência de pico, o fator de preenchimento e a corrente fotogerada divergem em 3,2%, 8,6% e 5,7% abaixo dos resultados da simulação, a tensão de circuito aberto fica 11% acima. Já os resultados experimentais de ambas as grandezas elétricas no ponto de pico de potência divergem em 14%, porém abaixo do modelo

computacional para corrente e acima para tensão. Ademais, as eficiências nos dois casos, ao redor de 13,2%, também são bem próximas.

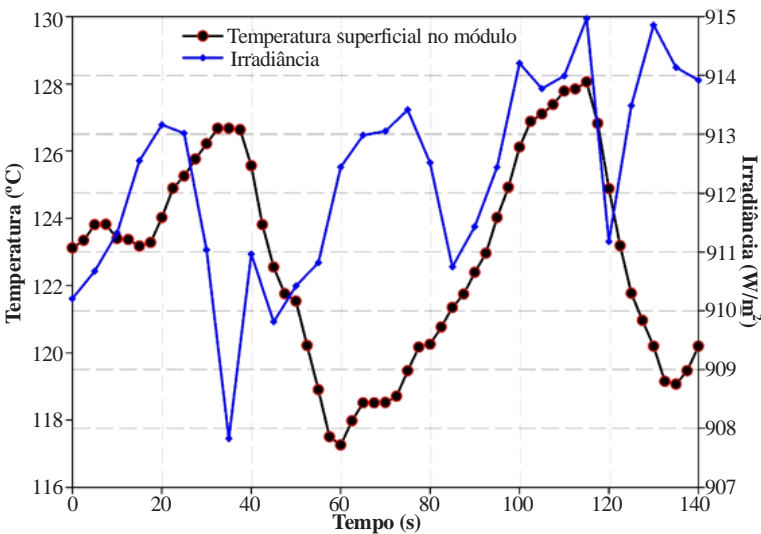


Figura 8.6: Medidas da irradiância concentrada e da temperatura da superfície traseira do MFM sob concentradores de raios de luz.

Tabela 8.5: Resultados da simulação e experimentais do MFM com concentradores de raios luminosos, $S^{exp} = 912 \text{ W/m}^2$ e $T^{exp} = 122^\circ\text{C}$.

Parâmetro	Modelo	Experimento
V_{max}	13,81 V	15,70 V
I_{max}	0,50 A	0,43 A
P_p	6,97 W	6,75 W
V_{oc}	16,25 V	18,10 V
I_{ph}	0,53 A	0,50 A
η	13,26%	13,22 %
FF	0,8165	0,7459

Ademais, a partir da Figura 8.7, composta das curvas I-V e P-V da simulação e da experiência, demonstra-se que a primeira curva experimental apresenta valores menores de corrente para a maioria das tensões analisadas em relação ao modelo computacional. Além disso, as curvas P-V e I-V são ilustradas na Figura 8.8 e os dados experimentais obtidos nos casos de raios concentrados e não-concentrados na Tabela 8.6.

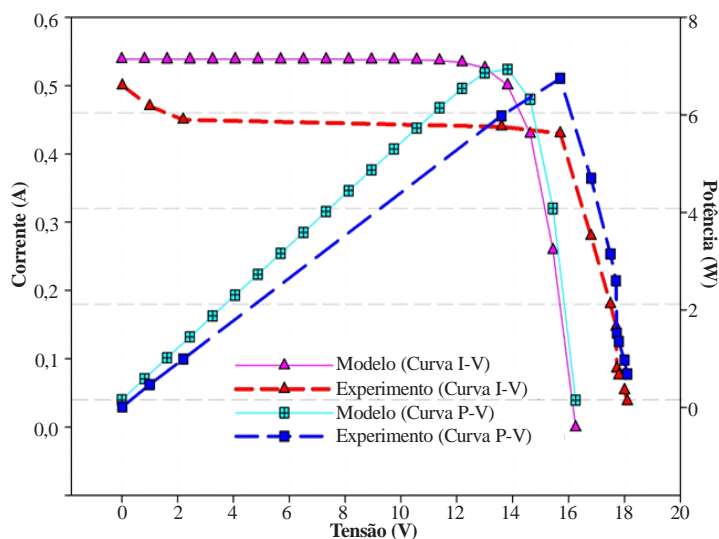


Figura 8.7: Comparação entre as curvas I-V e P-V do modelo computacional e dos experimentos para o MFM em medições ambientes com concentradores de raios luminosos.

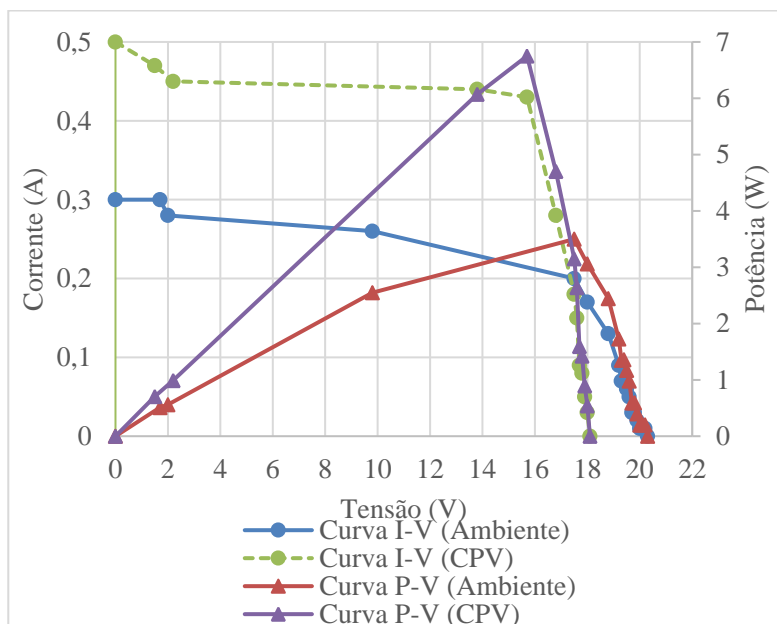


Figura 8.8: Curvas I-V e P-V experimentais para o MFM sem (azul e vermelho) e sob concentradores de luz (verde e roxo).

Tabela 8.6: Resultados experimentais para o MFM nos dois casos analisados.

Parâmetro	Com Concentradores	Sem Concentradores
V_{max}	15,70 V	17,50 V
I_{max}	0,43 A	0,20 A
P_p	6,75 W	3,50 W
V_{oc}	18,10 V	20,30 V
I_{ph}	0,50 A	0,30 A
η	13,22 %	6,68 %
FF	0,7459	0,5747

Da comparação entre os resultados experimentais do MFM com raios concentrados e não-concentrados, comprova-se que a luz solar concentrada eleva a irradiância sobre o módulo e a temperatura no entorno dele. Então, conforme comprovado na Tabela 8.6, mais potência é gerada e a tensão de circuito-aberto diminui consideravelmente em relação ao caso não-concentrado. Sobre esses efeitos, ressalta-se que já eram esperados conforme a teoria explanada no capítulo 2. Todavia, apesar da ascensão da irradiância em 5,6 vezes, percebeu-se que a corrente não cresceu proporcionalmente o esperado, visto que aumentou em 1,67 vez no experimento.

Essa desproporcionalidade ocorreu em vista da distribuição irregular de raios solares sobre o módulo de forma que o centro recebeu mais energia radiativa que as beiradas. Essa causa é somada aos efeitos de sombreamento na região mais baixa do dispositivo. Similarmente, STANLEY et al. (2016), cujos experimentos obtiveram menores eficiências que este estudo, também apresentaram problemas parecidos e proveram argumentos semelhantes com a adesão da explicação da baixa opacidade das células de silício utilizadas nos testes deles.

8.4 Conclusões relacionadas com a superfície dos módulos fotovoltaicos

A fim de comparar os módulos fotovoltaicos menor e maior, é importante manter o foco em dois parâmetros: geração de potência e a eficiência de cada um deles, os quais são comparativamente mostrados na Figura 8.9 para os quatro casos estudados. Conforme visto nessa figura, a geração de potência se eleva enquanto a eficiência decresce quando a área do módulo é maior. Entretanto, nota-se que as correntes e as tensões elétricas neste caso, com e sem concentradores de luz, são menores que no módulo menor.

Com a finalidade de melhor compreender as causas desses comportamentos opostos entre geração de potência e eficiência em função

da área do dispositivo fotovoltaico, recorre-se à equação (2.12). Por meio dela, é verificado que a queda na eficiência do MFM já era esperada em virtude da área superficial ser inversamente proporcional à eficiência. Em relação à geração de potência, o denominador da mesma equação é igual à potência de entrada, que é proporcional a de saída. Portanto, quando a área superficial aumenta, mais potência via radiação é absorvida e, então, convertida em potência elétrica pelo módulo.

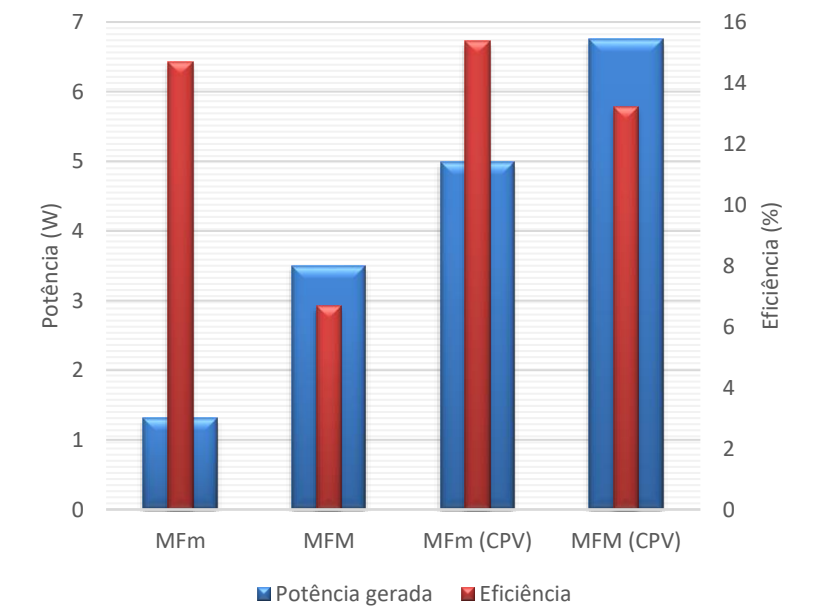


Figura 8.9: Comparações entre as potências geradas e as eficiências entre o módulo fotovoltaico menor (MFm) e o maior (MFM) sem e com concentradores de luz (CPV).

8.5 Módulos fotovoltaicos comerciais

Após realizados os experimentos, utilizou-se o modelo computacional adaptado aos módulos fotovoltaicos comerciais. Dos quais se extraíram os resultados sintetizados nas tabelas 8.7 a 8.16.

Tabela 8.7: Parâmetros simulados para o KC200GT nas STC.

Parâmetro	Datasheet	PSIM	Erro PSIM	Modelo	Erro Modelo
P_p	200 W	200,0 W	0,0%	213,6 W	+6,8%

I_{max}	7,61 A	7,67 A	+0,80%	7,66 A	+0,61%
V_{max}	26,3 V	26,1 V	-0,76%	27,9 V	+6,1%
I_{sc}	8,21 A	-	-	8,21 A	0%
V_{oc}	32,9 V	-	-	32,8 V	-0,24%
η	14,18%	14,18%	0,0%	15,14%	+6,8%
FF	0,7404	-	-	0,7927	+7,1%

Tabela 8.8: Parâmetros simulados para o KC200GT nas NOCT.

Parâmetro	Datasheet	PSIM	Erro PSIM	Modelo	Erro Modelo
P_p	142W	145,1 W	+2,2%	154,1 W	+8,5%
I_{max}	6,13 A	6,13 A	0%	6,09 A	-0,62%
V_{max}	23,2 V	23,7 V	+2,2%	25,3 V	+9,1%
I_{sc}	6,62 A	-	-	6,57 A	-0,79%
V_{oc}	29,9 V	-	-	29,8 V	-0,48%
η	12,58%	12,86%	+2,2%	13,65%	+8,5%
FF	0,7174	-	-	0,7884	+9,9%

Tabela 8.9: Parâmetros simulados para o JKM260P nas STC.

Parâmetro	Datasheet	PSIM	Erro PSIM	Modelo	Erro Modelo
P_p	260 W	252,2 W	3%	264,7 W	+1,8%
I_{max}	8,37 A	8,33 A	-0,48%	8,29 A	-0,93%
V_{max}	31,1 V	30,3 V	-2,6%	31,9 V	+2,6%
I_{sc}	8,98 A	-	-	8,98 A	0%
V_{oc}	38,1 V	-	-	38,0 V	-0,26%
η	15,89%	15,41%	-3,0%	16,17%	+1,8%
FF	0,7599	-	-	0,7756	+2,1%

Tabela 8.10: Parâmetros simulados para o JKM260P nas NOCT.

Parâmetro	Datasheet	PSIM	Erro PSIM	Modelo	Erro Modelo
P_p	193 W	185,4 W	-3,9%	191,9 W	-0,55%
I_{max}	6,71 A	6,69 A	-0,30%	6,58 A	-2,0%
V_{max}	28,7 V	27,7 V	-3,5%	29,2 V	+0,46%
I_{sc}	7,31 A	-	-	7,18 A	+1,7%
V_{oc}	35,2 V	-	-	34,7 V	-1,3%
η	14,74%	14,16%	-3,9%	14,66%	-0,56%
FF	0,7501	-	-	0,7691	+2,5%

Tabela 8.11: Parâmetros simulados para o JKM250P nas STC.

Parâmetro	Datasheet	PSIM	Erro PSIM	Modelo	Erro Modelo
P_p	250 W	245,5 W	-1,8%	257,6 W	+3,0%
I_{max}	8,20 A	8,21 A	+0,12%	8,16 A	-0,54%
V_{max}	30,5 V	29,9 V	-2,0%	31,6 V	+3,6%
I_{sc}	8,85 A	-	-	8,85 A	0%
V_{oc}	37,7 V	-	-	37,6 V	-0,26%
η	15,27%	15,00%	-1,8%	15,74%	+3,1%
FF	0,7744	-	-	0,7741	+3,3%

Tabela 8.12: Parâmetros simulados para o JKM250P nas NOCT.

Parâmetro	Datasheet	PSIM	Erro PSIM	Modelo	Erro Modelo
P_p	184 W	180,1 W	-2,1%	186,7 W	+1,5%
I_{max}	6,56 A	6,59 A	+0,46%	6,55 A	-0,20%
V_{max}	28,0 V	27,3 V	-2,5%	28,5 V	+1,9%
I_{sc}	7,21 A	-	-	7,08 A	-1,8%
V_{oc}	34,9 V	-	-	34,4 V	-1,5%
η	14,05%	13,75%	-2,1%	14,26%	+1,5%
FF	0,7678	-	-	0,7675	+5,0%

Tabela 8.13: Parâmetros simulados para o KuDymond 305MS-FG nas STC.

Parâmetro	Datasheet	PSIM	Erro PSIM	Modelo	Erro Modelo
P_p	305 W	260,1 W	-15%	287,3 W	-5,8%
I_{max}	9,33 A	8,86 A	-5,0%	9,00 A	-3,6%
V_{max}	32,7 V	29,4 V	-10%	31,9 V	-2,3%
I_{sc}	9,90 A	-	-	9,90 A	0%
V_{oc}	39,5 V	-	-	39,4 V	-0,18%
η	18,36%	15,65%	-15%	17,29%	-5,8%
FF	0,8000	-	-	0,7360	-5,6%

Tabela 8.14: Parâmetros simulados para o KuDymond 305MS-FG nas NOCT.

Parâmetro	Datasheet	PSIM	Erro PSIM	Modelo	Erro Modelo
P_p	228 W	167,4 W	-27%	206,1 W	-9,6%
I_{max}	7,50 A	6,95 A	-7,3%	7,18 A	-4,3%
V_{max}	30,3 V	24,1 V	-20%	28,7 V	-5,3%

I_{sc}	7,98 A	-	-	7,92 A	-0,75%
V_{oc}	37,1 V	-	-	35,9 V	-3,3%
η	17,15%	12,59%	-27%	15,50%	-9,6%
FF	0,7702	-	-	0,7251	-5,8%

Tabela 8.15: Parâmetros simulados para o KuDymond 315MS-FG nas STC.

Parâmetro	Datasheet	PSIM	Erro PSIM	Modelo	Erro Modelo
P_p	315 W	267,4 W	-15%	292,4 W	-7,2%
I_{max}	9,52 A	9,01 A	-5,4%	9,14 A	-3,9%
V_{max}	33,1 V	29,7 V	-10%	32,0 V	-3,4%
I_{sc}	10,06 A	-	-	10,06 A	0%
V_{oc}	39,9 V	-	-	39,5 V	-1,1%
η	18,96%	16,09%	-15%	17,60%	-7,2%
FF	0,7848	-	-	0,7363	-6,2%

Tabela 8.16: Parâmetros simulados para o KuDymond 315MS-FG nas NOCT.

Parâmetro	Datasheet	PSIM	Erro PSIM	Modelo	Erro Modelo
P_p	235 W	172,9 W	-26%	209,8 W	-11%
I_{max}	7,65 A	7,08 A	-7,5%	7,30 A	-4,6%
V_{max}	30,7 V	24,4 V	-21%	28,7 V	-6,4%
I_{sc}	8,11 A	-	-	8,05 A	-0,76%
V_{oc}	37,5 V	-	-	35,9 V	-4,2%
η	17,68%	13,01%	-26%	15,78%	-11%
FF	0,7727	-	-	0,7254	-6,1%

Desses resultados, destaca-se que são bastante confiáveis, porque raramente ultrapassaram 10% de erro, o que ocorreu apenas para a potência de pico e a eficiência, ambas com 11%, do KuDymond 315MS-FG na NOCT. Ademais, não raro, o modelo computacional desenvolvido neste TCC supera, em precisão, o PSIM, exceto no módulo da *Kyocera* e nos da *Jinko Solar* nas STC. Também é salientado que, conforme as simulações se afastam das condições padrões de teste, os resultados obtidos pelo código implementado em MATLAB pioram superficialmente, diferente do PSIM, cujos erros são incrementados bastante. Ainda, destaca-se que os resultados, simulados no MATLAB, do módulo JKM250P na NOCT são os únicos, dentre todos os outros dispositivos comerciais analisados, melhores que os obtidos nas STC, o que aumenta, ainda mais, o grau de confiança do modelo desenvolvido

neste trabalho. Mesmo com todos esses bons resultados, o programa ainda possui algumas falhas, as quais podem ser visualizadas ao comparar as curvas do datasheet de cada módulo com as da simulação, todas disponíveis entre as figuras 8.10 e 8.19.

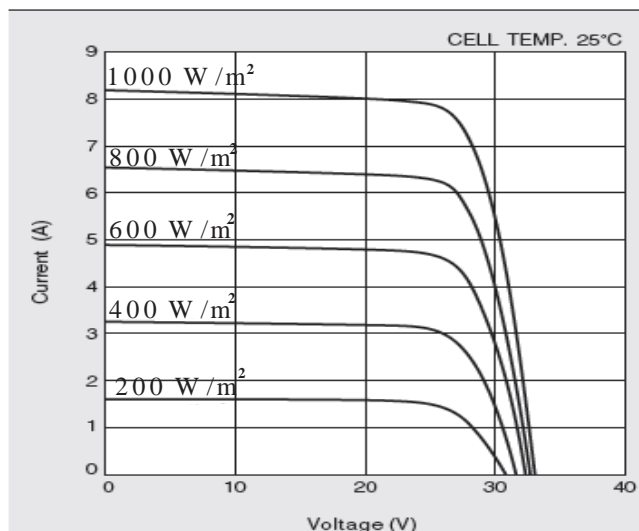


Figura 8.10: Curvas I-V do KC200GT (datasheet) - T = 25°C.

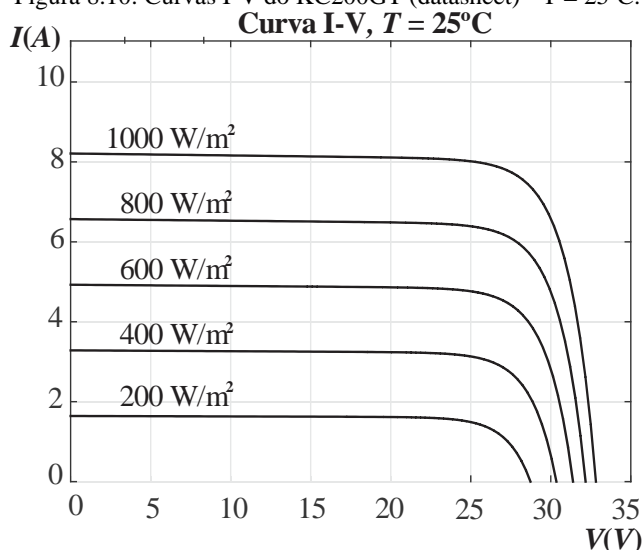


Figura 8.11: Curvas I-V do KC200GT (simulação) - T = 25°C.

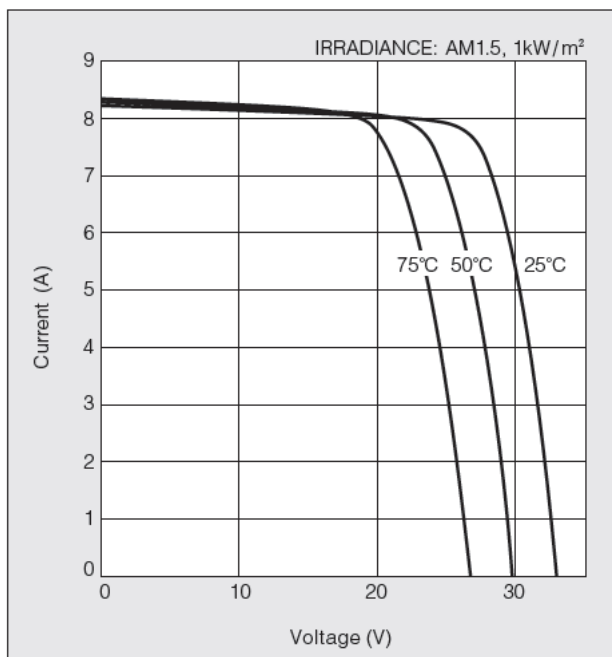


Figura 8.12: Curvas I-V do KC200GT (datasheet) - $S = 1000 \text{ W/m}^2$.

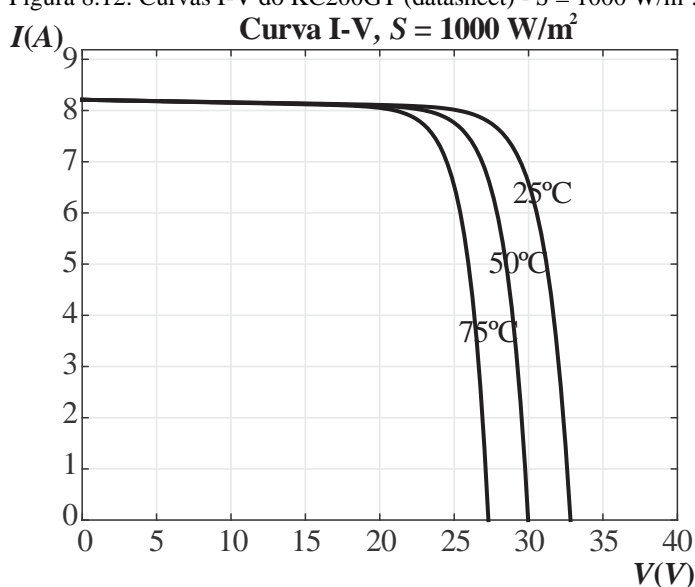


Figura 8.13: Curvas I-V do KC200GT (simulação) - $S = 1000 \text{ W/m}^2$.

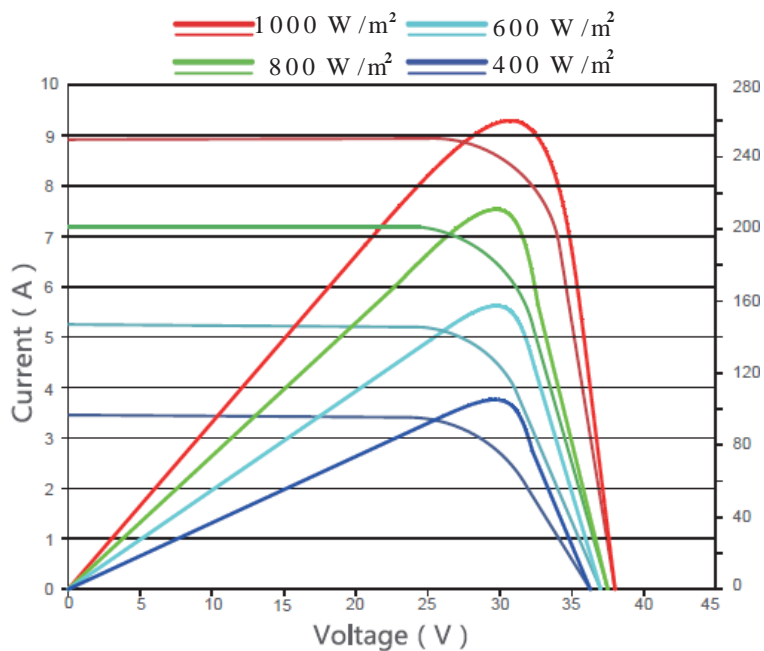


Figura 8.14: Curvas I-V e P-V do JKM260-P (datasheet), $T = 25^{\circ}\text{C}$.
Curva I-V, $T = 25^{\circ}\text{C}$

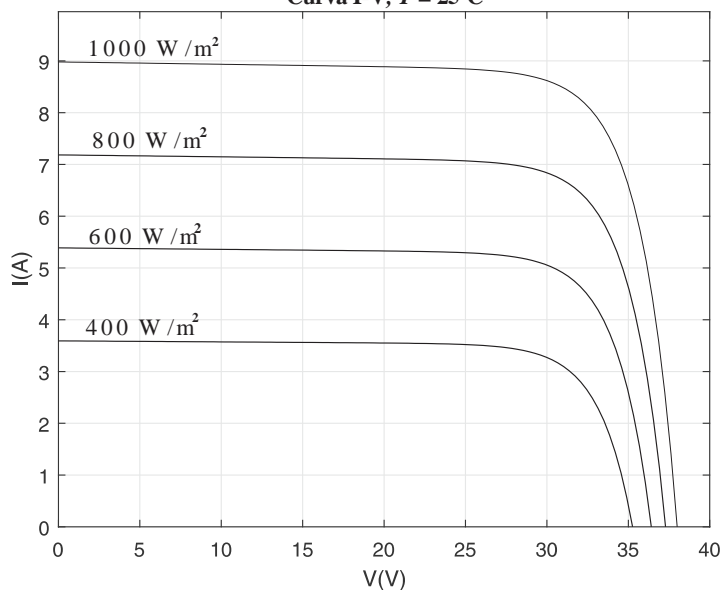


Figura 8.15: Curvas I-V do JKM260-P (simulação) - $T = 25^{\circ}\text{C}$.

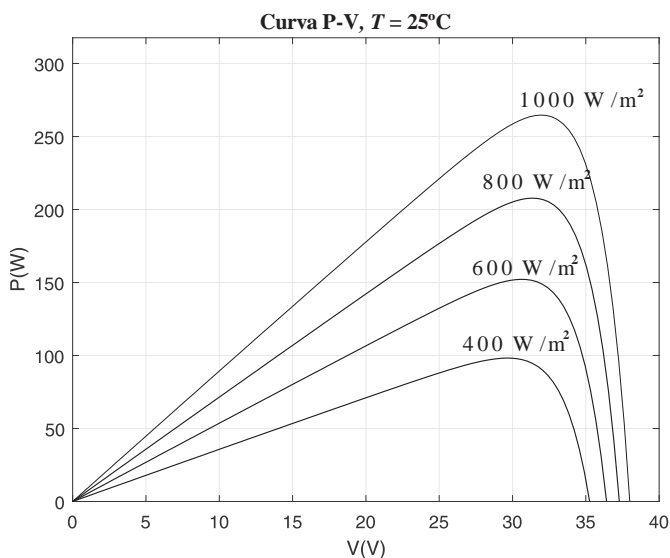


Figura 8.16: Curvas P-V do JKM260-P (simulação) - $T = 25^{\circ}\text{C}$.

CS3K-305MS-FG / I-V CURVES

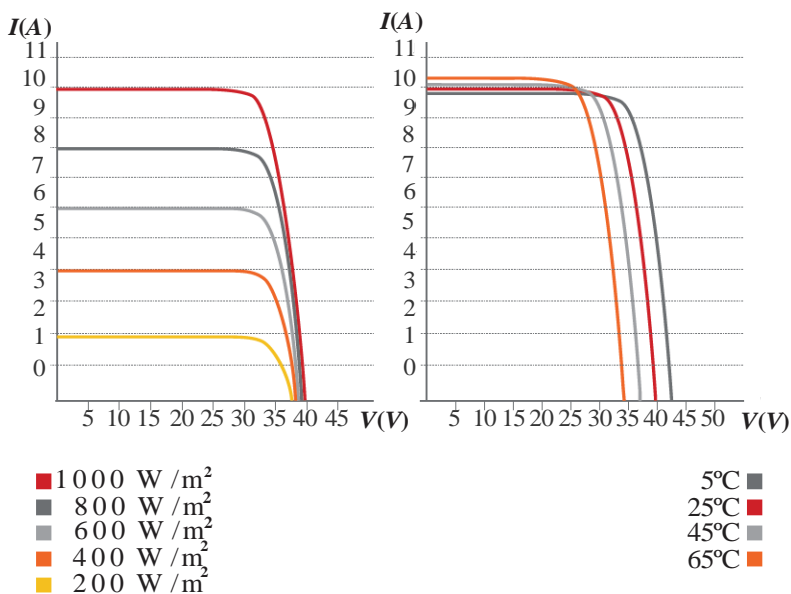


Figura 8.17: Curvas I-V do 305MS-FG (datasheet) - $T = 25^{\circ}\text{C}$ (esquerda), S variável - $S = 1000 \text{ W/m}^2$ (direita), T variável.

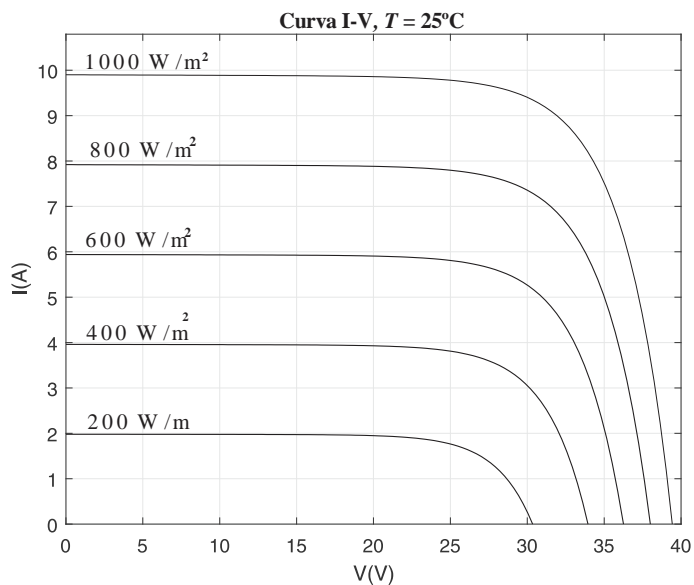


Figura 8.18: Curvas I-V do 305MS-FG (simulação) - $T = 25^{\circ}\text{C}$.

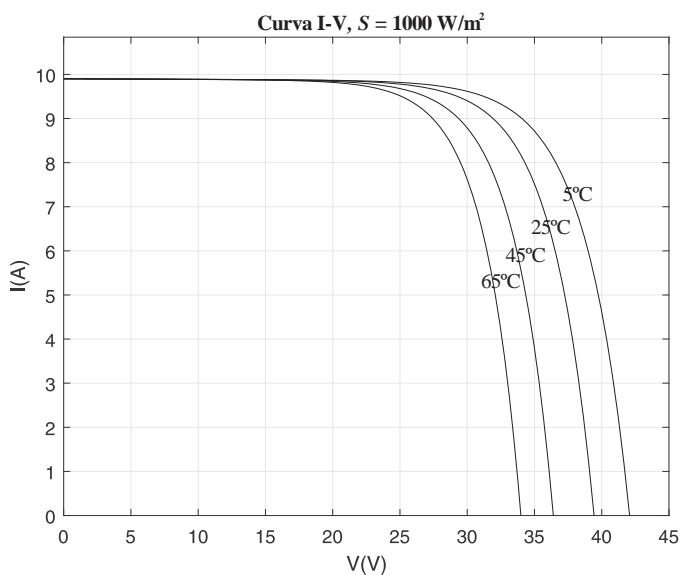


Figura 8.19: Curvas I-V do 305MS-FG (simulação) - $S = 1000 \text{ W/m}^2$.

A falha mais grave: quanto menor a irradiância simulada, mais a tensão de circuito aberto diverge para a esquerda dos valores das curvas fornecidas nos datasheets dos módulos embora uma alteração para corrigir essa falha tenha sido realizada. Em proporção bem menor, as correntes de curto-circuito ajustadas pela alteração da temperatura no programa também divergem das fornecidas pelas curvas I-V do fabricante. Portanto, é necessário encontrar uma solução mais eficaz de realizar o ajuste da tensão de circuito aberto que a apresentada pela equação (2.11).

9 CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo geral deste Trabalho de Conclusão de Curso, que foi propor um modelo computacional para análise de células e módulos fotovoltaicos, além de realizar uma extensa revisão bibliográfica sobre o tema, foram cumpridos. Conforme demonstram os resultados experimentais, o programa desenvolvido em MATLAB comprovou-se ser eficiente para traçar as curvas I-V e P-V, determinar os parâmetros elétricos (P_p , I_{max} , V_{max} , I_{sc} e V_{oc}), fator de preenchimento e eficiência fotovoltaica em diferentes condições de irradiância e de temperatura tanto para os dispositivos solares de laboratório quanto os de mercado. Eficiente, porque, em nenhum dos experimentos, sob nenhuma circunstância, os valores dos parâmetros de saída do modelo divergiram acima ou abaixo de 14% em relação aos resultados experimentais (módulos de laboratório) ou teóricos (módulos comerciais).

Quanto ao primeiro objetivo específico, pôde-se determinar a viabilidade do uso de lentes de Fresnel e de espelhos separadores de raios luminosos em aplicações fotovoltaicas. Apesar disso, no caso desse trabalho, é necessário ajustar o aparato mecânico de maneira que nenhum material ou estrutura ocasione sombra no módulo fotovoltaico. Além do que, é preciso reposicionar o dispositivo solar e os espelhos frios, com a finalidade de se enquadrar no foco da lente de Fresnel, de modo que toda a área possa ser aproveitada para geração de energia elétrica e a vida útil não seja reduzida devido aos efeitos do sombreamento.

Apesar de validado o método computacional, existem, ainda, melhorias que podem ser realizadas dado que falhas consideráveis foram constatadas para irradiâncias abaixo de 300 W/m^2 , as quais foram ocasionadas, sobretudo, devido à ineficiência da equação de correção da tensão de circuito aberto nas literaturas estudadas. Portanto, é preciso pesquisar métodos matemáticos mais eficientes de realizar tal retificação. Ademais, com a finalidade de aumentar a exatidão do método desenvolvido, é necessário se aprofundar em estudos para determinar, com a menor quantidade de estimativas possíveis e de modo independente a outros softwares, os parâmetros das células e módulos fotovoltaicos relativos à física dos semicondutores, isto é, as resistências série e paralela além dos parâmetros do diodo, que são o fator de idealidade e a corrente de saturação reversa.

Por fim, pensa-se em expandir, em uma nova versão, a funcionalidade desse modelo computacional para arranjos fotovoltaicos, visto que pode auxiliar engenheiros no projeto de sistemas fotovoltaicos e na escolha de MPPTs e inversores existentes e utilizados por grupo de

arranjos. Portanto, ideias para os trabalhos futuros foram expostos e pode ser afirmado que os objetivos gerais e específicos deste TCC foram executados.

10 REFERÊNCIAS

ALVARES, C. A. et al. Köppen's climate classification map for Brazil. **Meteorologische Zeitschrift**, v. 22, n. 6, p. 711–728, 2013.

ANDERSEN, M.; ALVSTEN, B. 200W low cost module integrated utility interface for modular photovoltaic energy systems. **Industrial Electronics, Control, and Instrumentation, 1995., Proceedings of the 1995 IEEE IECON 21st International Conference on**, v. 1, p. 572–577, 1995.

ANEEL. **Resumo dos resultados dos leilões de geração no ACR de 2005 a 2017**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>>. Acesso em: 1 abr. 2018.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012**. p. 1–4, 2012.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0129/2012-SRD/ANEEL**. v. 22, p. 2010–2013, 2012.

APOGEE INSTRUMENTS. **Clear Sky Calculator for pyranometers**. Disponível em: <<http://clearskycalculator.com/pyranometer.htm>>. Acesso em: 12 mar. 2018.

BABA, D. Under the Hood of a DC / DC Boost Converter. **Power Supply Design Seminar**, p. 4-1-4–19, 2002.

BARBI, I. Eletrônica de Potência. In: Florianópolis - SC. p. 1–2.

BENDIB, B.; BELMILI, H.; KRIM, F. A survey of the most used MPPT methods: Conventional and advanced algorithms applied for photovoltaic systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2015.

BICER, Y.; SPOTTE, A. F. V.; DINCER, I. Concentrated solar light splitting using cold mirrors for photovoltaics and photonic hydrogen production applications. **Applied Energy**, v. 197, p. 169–182, 2017.

BLUESOL ENERGIA SOLAR. **Usina Solar: Guia de Usinas de Energia Solar no Brasil e no Mundo**. Disponível em: <<http://blog.bluesol.com.br/usina-solar-no-brasil/>>. Acesso em: 23 abr. 2018.

BLUMTHALER, M.; AMBACH, W.; ELLINGER, R. Increase in solar UV radiation with altitude. **Journal of Photochemistry and Photobiology B: Biology**, v. 39, n. 2, p. 130–134, 1997.

CÁCERES AGELVIZ, R. O. **Família de Conversores CC-CA, Derivados dos Conversores CC-CC Fundamentais**. 1997. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Instituto de Eletrônica de Potência, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis – SC.

CANADIAN SOLAR. **KuDymond: High efficiency mono perc module CS3K-300|305|310|315MS-FG (1000 V/ 1500 V).**

COELHO, R. F. **Estudo dos conversores Buck e Boost aplicados ao rastreamento de máxima potência de sistemas solares fotovoltaicos.** 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Instituto de Eletrônica de Potência, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis – SC.

COELHO, R. F. **Concepção, Análise e Implementação de uma Microrrede Interligada à rede elétrica para Alimentação ininterrupta de Cargas CC a partir de Fontes Renováveis.** 2013. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Instituto de Eletrônica de Potência, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis – SC.

COELHO, R. F.; CONGER, F. M.; MARTINS, D. C. **A MPPT approach based on temperature measurements applied in PV systems** 2010 IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies, ICSET 2010. Instituto de Eletrônica de Potência, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis – SC, 2010.

CONNORS, J. On the subject of solar vehicles and the benefits of the technology. **2007 International Conference on Clean Electrical Power, ICCEP '07.** Jack Baskin School of Engineering, University of California, Santa Cruz, Califórnia, 95064: 2007

DICIONÁRIO AURÉLIO. **Significado de Aerossol.** Disponível em: <<https://dicionariodoaurelio.com/aerossol>>. Acesso em: 30 mar. 2018.

DKHICHI, F. et al. Behavior of neural network MPPT technique on a PV system operating under variable load and irradiation. **Proceedings of 2016 International Conference on Electrical Sciences and Technologies in Maghreb, CISTEM 2016**, n. Figure 2, p. 8–11, 2017.

DOLLA, R. **Comparação de desempenho de um sistema fotovoltaico composto por seis tecnologias em clima tropical e subtropical.** 2018. Trabalho de Conclusão de Curso - Departamento de Engenharia Elétrica, Centro Tecnológico, UFSC, Florianópolis - SC.

DUBEY, R. Neural network MPPT control scheme with hysteresis current controlled inverter for photovoltaic system. **Sciences (RAECS), 2014 Recent Advances in**, p. 1–6, 2014.

EDITORIAL TEAM. **Discontinuous Conduction Mode of Simple Converters**, 2015. Disponível em: <<https://www.allaboutcircuits.com/technical-articles/discontinuous-conduction-mode-of-simple-converters/>>. Acesso em: 30 dez. 2017.

EITERER, B. V. B. **Modelagem, simulação e testes de um**

sistema de energia aplicado a nanossatélites. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso - Departamento de Engenharia Elétrica, Centro Tecnológico, UFSC, Florianópolis - SC.

EMERY, K. A.; OSTERWALD, C. R. Solar cell efficiency measurements. **Solar Cells**, v. 17, n. 2–3, p. 253–274, 1986.

ENGIE. **Cidade Azul (Solar).** Disponível em: <<http://www.tractebelenergia.com.br/wps/portal/internet/parque-gerador/usinas-complementares/solar-cidade-azul>>. Acesso em: 23 abr. 2018.

EQUIPE VENTO SUL. **Barcos.** Disponível em: <<http://www.barcosolar.ufsc.br/blog/projetos/barcos/>>. Acesso em: 22 abr. 2018.

ERICKSON, R. W.; MAKSIMOVIĆ, D. **Fundamentals of Power Electronics.** In: Power. 2. ed. University of Colorado Boulder - CO.

GOVERNMENT OF ONTARIO. **Time Act, R.S.O. 1990, c. T.9.** Disponível em: <<https://www.ontario.ca/laws/statute/90t09>>. Acesso em: 8 maio. 2018.

GUELLARD, B. et al. An overview of electric and solar boats market in France. **World Electric Vehicle Journal**, v. 6, n. 1, p. 75–87, 2013.

GUEYMARD, C. A. **SMARTS2: A simple model of the atmospheric radiative transfer of sunshine: algorithms and performance assessment.** p. 1–84, 1995.

GUEYMARD, C. A. Parameterized transmittance model for direct beam and circumsolar spectral irradiance. **Solar Energy**, v. 71, n. 5, p. 325–346, 2001.

HELDWEIN, M. L. **EMC Filtering of Three-Phase PWM Converters.** [s.l.] ETH Zurich, c. 1, 2008.

HERRMANN, U.; LANGER, H. G.; VAN DER BROECK, H. Low cost DC to AC converter for photovoltaic power conversion in residential applications. **Proceedings of IEEE Power Electronics Specialist Conference - PESC '93**, p. 588–594, 1993.

HOICKA, C. E.; ROWLANDS, I. H. Solar and wind resource complementarity: Advancing options for renewable electricity integration in Ontario, Canada. **Renewable Energy**, v. 36, n. 1, p. 97–107, 2011.

IBGE. **Dicionário cartográfico.** Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/geociencias-novoportal/metodos-e-outros-documentos-de-referencia/vocabulario-e-glossarios/16496-dicionario-cartografico.html?edicao=16513&t=sobre>>. Acesso em: 30 mar. 2018.

IBRAHIM, H.; ANANI, N. Variations of PV module parameters with irradiance and temperature. **Energy Procedia**, v. 134, p. 276–285,

2017.

ISLAM, M.; FARTAJ, A.; TING, D. S. K. Current utilization and future prospects of emerging renewable energy applications in Canada. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 8, n. 6, p. 493–519, 2004.

JÄGER, K. et al. **Solar Energy Fundamentals, Technology, and Systems**. Delft University of Technology, 2014.

JAIN, S.; AGARWAL, V. A Single-Stage Grid Connected Inverter Topology for Solar PV Systems With Maximum Power Point Tracking. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 22, n. 5, p. 1928–1940, 2007.

JAMES, B. D. et al. **Technoeconomic Analysis of Photoelectrochemical (PEC) Hydrogen Production**. v. 22201, n. December, 2009.

JINKO SOLAR. **JKM265P-60**.

JOY, E.; UNNIKRISHNAN L. A Brief History of Power Electronics and Drives. **International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT)**, v. 3, n. 4, p. 2571–2576, 2014.

KELLY, N. A.; GIBSON, T. L. Solar energy concentrating reactors for hydrogen production by photoelectrochemical water splitting. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 33, n. 22, p. 6420–6431, 2008.

KEREKES, T. et al. Evaluation of three-phase transformerless photovoltaic inverter topologies. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 24, n. 9, p. 2202–2211, 2009.

KUMAR, R.; SINGH, B. Solar PV powered BLDC motor drive for water pumping using Ćuk converter. **IET Electric Power Applications**, v. 11, n. 2, p. 222–232, 2017.

KUMAR, V.; SHRIVASTAVA, R. L.; UNTAWALE, S. P. Fresnel lens : A promising alternative of reflectors in concentrated solar power. **Elsevier**, v. 44, p. 376–390, 2015.

KYOCERA. **KC200GT Datasheet**, 2009.

LU, D. D. **Comparison of DC / DC Converters in DCM for Reducing Low-Frequency Input Current Ripple of Single-Phase Two-Stage Inverters**. University of Technology Sydney, NSW 2007, Australia, 2017.

MANIVANNAN S; KALEESWARAN E. **Solar powered electric vehicle**. 2016 First International Conference on Sustainable Green Buildings and Communities (SGBC). IEEE, dez. 2016.

MARTINS, D. C. **Eletrônica de Potência: Semicondutores de Potência Controlados, Conversores CC-CC Isolados e Conversores**

CC-CC a Tiristor (Comutação Forçada). Instituto de Eletrônica de Potência, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis – SC, 2006.

MARTINS, D. C.; BARBI, I. Conversores CC-CC Básicos Não Isolados. In: 4. ed. Instituto de Eletrônica de Potência, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis – SC, p. 127–143.

MARTINS, D. C.; BARBI, I. Introdução ao estudo dos conversores CC-CA. In: **Introdução ao estudo dos conversores CC-CA.** 3. ed. Instituto de Eletrônica de Potência, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis – SC, p. 490.

MARTINS, W. DE M. **Correção do Fator de Potência Trifásico Utilizando Dois Conversores Boost em Paralelo, Operando Defasados, no Modo de Condução Descontínua.** 1993. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Instituto de Eletrônica de Potência, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis – SC.

MESSALTI, S.; HARRAG, A. G.; LOUKRIZ, A. E. A new neural networks MPPT controller for PV systems. **2015 6th International Renewable Energy Congress, IREC 2015,** 2015.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **Acordo de Paris.** Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris>>. Acesso em: 1 abr. 2018.

MOJIRI, A. et al. A spectral-splitting PV-thermal volumetric solar receiver. **Applied Energy**, v. 169, p. 63–71, 2016.

PARK, M. P. M.; YU, I.-K. A study on the optimal voltage for MPPT obtained by surface temperature of solar cell. **30th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics Society, 2004. IECON 2004,** v. 3, p. 2040–2045, 2004.

PATEL, M. R. **Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis, and Operation.** Second ed. New York City: CRC Press, 2006. p. 163–164.

PENG, K.-Q.; LEE, S.-T. Silicon Nanowires for Photovoltaic Solar Energy Conversion. **Advanced Materials**, v. 23, n. 2, p. 198–215, 2011.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** São José dos Campos: [s.n.].

PHOTOVOLTAIC EDUCATION NETWORK. **Series Resistance.** Disponível em: <<http://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/series-resistance>>. Acesso em: 12 mar. 2018.

PHOTOVOLTAIC EDUCATION NETWORK. **Shunt Resistance.** Disponível em:

<<http://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/shunt-resistance>>. Acesso em: 12 mar. 2018.

PIAZZA, G. L. **Novo conversor CC-CA elevador-abaixador de tensão**. 2013. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Instituto de Eletrônica de Potência, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis – SC.

PORTAL SOLAR. **Maior parque solar do Brasil começa a operar na Bahia**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/maior-parque-solar-do-brasil-comeca-a-operar-na-bahia.html>>. Acesso em: 23 abr. 2018.

PVLIGHTHOUSE. **Equivalent circuit calculator**. Disponível em: <<https://www.pvlighthouse.com.au/equivalent-circuit>>. Acesso em: 12 mar. 2018.

RABADY, R. I. Solar spectrum management for effective hydrogen production by hybrid thermo-photovoltaic water electrolysis. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 39, n. 13, p. 6827–6836, 2014.

RAVAL, N.; GUPTA, A. K. Historic Developments, Current Technologies and Potential of Nanotechnology to Develop Next Generation Solar Cells with Improved Efficiency. **International Journal of Renewable Energy Development (IJRED)**, v. 4, n. 2, p. 77–93, 2015.

ROMANIC, D.; HANGAN, H.; ČURIC, M. Wind climatology of Toronto based on the NCEP/NCAR reanalysis 1 data and its potential relation to solar activity. **Theoretical and Applied Climatology**, v. 131, n. 1–2, p. 827–843, 2018.

SADOWSKI, N. **Máquinas Elétricas - Transitório, Regime Permanente e Acionamento**. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis – SC, p. 31.

SCHMITZ, L. **Conversores CC-CC Não-Isolados de Alto Ganho e de Alto Rendimento Destinados a Aplicações Fotovoltaicas e Baseados no Conversor Boost com Células de Ganho**. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Instituto de Eletrônica de Potência, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis – SC.

SHETTLE, E. P.; FENN, R. W. **Models for the Aerosols of the Lower VAatmriaotsipohnesr e and the Effects of Humidity on Their Optical PropertiesPhysics**.

SHRAVANTH VASISHT, M. et al. Rail coaches with rooftop solar photovoltaic systems: A feasibility study. **Energy**, v. 118, p. 684–691, 2017.

SPINONI, J. et al. Towards identifying areas at climatological risk of desertification using the Köppen-Geiger classification and FAO aridity

index. **International Journal of Climatology**, v. 35, n. 9, p. 2210–2222, 2015.

STANLEY, C. et al. Performance testing of a spectral beam splitting hybrid PVT solar receiver for linear concentrators. **Applied Energy**, v. 168, p. 303–313, 2016.

STEFFENS, E. **Microgeração solar distribuída: estudo de caso técnico e econômico para aviários em Águas Mornas - SC**. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso - Departamento de Engenharia Elétrica, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis - SC.

STEWART, J. **Cálculo**. 6. ed. v. 1. p. 255.

SYAFARUDDIN; GALLA, D.; AJAMI, W. A. F. A. Design of boat powered photovoltaic systems. **Applied Solar Energy**, v. 50, n. 4, p. 207–214, 2014.

UNITED NATIONS. **Millennium Goals**. Disponível em: <<http://www.un.org/millenniumgoals/>>. Acesso em: 3 maio. 2018.

UNITED NATIONS. **Sustainable Development Goals**. Disponível em: <<https://www.un.org/sustainabledevelopment/energy/>>. Acesso em: 3 maio. 2018.

VIEIRA, R. **Quando o sol vira dinheiro**. Disponível em: <<https://exame.abril.com.br/revista-exame/quando-o-sol-vira-dinheiro>>. Acesso em: 1 abr. 2018.

WILSON, T. G. The evolution of power electronics. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 15, n. 3, p. 439–446, 2000.

WU, Y. et al. Experimental characterisation of a Fresnel lens photovoltaic concentrating system. **Solar Energy**, v. 86, n. 1, p. 430–440, 2012.

ZHU, X.; GUO, Z.; HOU, Z. Solar-powered airplanes: A historical perspective and future challenges. **Progress in Aerospace Sciences**, v. 71, p. 36–53, 2014.

APÊNDICE A – MODELO COMPUTACIONAL PARA CÉLULAS E MÓDULOS DESCONHECIDOS

```
%Solar cell model with resistors version 3%
clear all
clc
Series = 36;
Parallel = 1;
Gr = 1000; % Reference Irradiance in W/m^2
Ge = input('Select the experimental irradiance
in W/m^2:');
A = 576/(Series*Parallel); %[cm^2] %Dimensions
(cm^2): ~50 (cells);~10000 (modules) % LARGE PV
%A = 150/(Series*Parallel); % SMALL PV
Ar = 10000; %[cm^2] %Reference area in which the
program was based in.
Pin = Ge*A*Series*Parallel*0.0001; %W/m^2
Jph = 36; % The current density in mA/cm^2 in
the reference irradiance %LARGE PV
% Jph = 38; % The current density in mA/cm^2 in
the reference irradiance % SMALL PV
Jph = Jph/1000; %The current density is directly
proportional to the irradiance; then, a
correction factor was used
Iph = Jph*A; %[A]
q = 1.60217622e-19; % Charge of carrier in
[C]=[A.s]
k = 1.38064852e-23; % Boltzmann Constant in
[m^2.kg/(s^2.K)]
Tr = 298.15; %Reference Temperature in Kelvin
(25°C)
Te = input('Select the experimental temperature
in °C:');
Te = Te + 273.15; % Experimental Temperature in
Kelvin
n = 1; %Ideality factor (n>=1)
%LARGE PV
Id = 2*10^-12; %A
Rs_A = 0.5; %Ohm.cm^2
%Rs_A = 0.0055*A; %Ohm.cm^2
Rs = Rs_A/A; %Ohm
```

```

Rp_A = 10000; %Ohm.cm^2
%Rp_A = 1000*A; %Ohm.cm^2
Rp = Rp_A/A; %Ohm
% SMALL PV
%Id = 0.5*10^-10; %A
%Rs_A = 0.9; %Ohm.cm^2
%Rs = Rs_A/A; %Ohm
%Rp_A = 10000; %Ohm.cm^2
%Rp = Rp_A/A; %Ohm

Vt = (k*Tr)/q; %V

Voc = 1; %For the initial of Voc>=4, the program
is not executed properly. Ideally the guesses
for Voc initial must range between 0 and 1.
V0 = 0;
TOL = 1.e-4;
while abs(Voc-V0)>TOL
V0 = Voc;
Voc = n*Vt*log((Iph-V0/Rp)/Id+1);
if (imag(Voc)~= 0 || Ge>1900)
Voc = n*Vt*log(Iph/Id+1);
break
end
end

V = 0:0.01*Voc:Voc;
I0 = 0;
%I = (Voc-n*Vt*log(Iph/Id+1))/Rp;
if (A >1 && A<3000) || (Rp_A>100)
I = Iph/6;
else
I = Iph-Voc/Rp;
end
%i=0;
while abs(I-I0)>TOL
I0 = I;
I = Iph-Id*(exp((V+I0*Rs)/(n*Vt))-1)-
(V+I0*Rs)/Rp; %E - V = I*Rs; Ip = E/Rp
%I = (n*Vt*log(1+(Iph-(V+I0*Rs)/Rp-I0)/Id)-
V)/Rs;

```

```

%I = (V-n*Vt*log(I/Id+1))/Rp;
%i = i+1;
end

jmax = length(I);

for j=2:jmax
    if I(j) > I(j-1)
        I(j-1) = I(j-2)*0.5^(j);
    end
end

I(jmax) = 0;
P = V.*I;

if Te ~= Tr
    syms T
    Voce = Voc/Tr*T;
    Voc = Voc +
double(subs(diff(Voce,T),T,Te))*(Tr-Te);
    V = 0:0.01*Voc:Voc;
    %Voc = Voc - (1.2*q-Voc+3*k*Tr/q)/(Tr)*(Tr-
Te);
    if Te > Tr
        I= I+double(subs(diff((Iph-
Id*(exp((V+I*Rs)/(n*(k*T)/q))-1)-
(V+I*Rs)/Rp),T),T,Te))*(Tr-Te);
    else
        I = I; %Since the iteration diverges for
temperatures below the reference and the current
suffer minor changes when temperature is
changed,
        %the current was not changed in this case.
    end

    if Ge ~= Gr
        I = I*(Ge/Gr);
        V = V*log(Ge)/log(Gr);
        Voc = V(length(V));
    end
    Iph = I(1);

```

```

else
if Ge ~= Gr
I = I*(Ge/Gr);
Iph = I(1);
V = V*log(Ge)/log(Gr);
Voc = V(length(V));
end
end

V = Series*V;
I = Parallel*I;
Voc = Series*Voc
Iph = Parallel*Iph

P = V.*I;
Pmax = max(P)    %W

for j=1:jmax
    if P(j) == Pmax
        Vmax = V(j) %V
        Imax = I(j) %A
    end
end

FF = Pmax/(Voc*Iph)
plot(V,I,V,P)
Efficiency = Pmax/Pin*100 % [%]
plot(V,I,V,P)
if I>=P
axis([0 1.025*Voc 0 1.1*Iph]);
else
axis([0 1.025*Voc 0 1.1*Pmax]);
end
title('Current and Power profiles');
xlabel('Voltage (V[V])');
legend('Current(I[A]) at defined
temperature','Power (P[W]) at defined
temperature');

```

APÊNDICE B - MODELO COMPUTACIONAL PARA MÓDULOS COMERCIAIS

```
%Solar cell model with resistors version 4%

close all
clear all
clc

%Series = 54; % KC200GT Solar Module
Series = 60; % Jinko Solar Module
%Series = 120; % Canadian Solar Module
Parallel = 1;
i = 1;
cont = 1;
m = 1;

Gr = 1000; % Reference Irradiance in W/m^2 (STC)
Tr = 298.15; %Reference Temperature (STC) in
Kelvin (25°C)

Q1 = input('Is the irradiance at STC for all
data?\n(1)Yes\n(Otherwise)No\n');
Q2 = input('Is the temperature at STC for all
data?\n(1)Yes\n(Otherwise)No\n');
while cont == 1
if Q1 ~=1
Ge(i) = input('Select the experimental
irradiance in W/m^2:');
else
Ge(i) = Gr;
end
if Q2 ~=1
Te(i) = input('Select the experimental
temperature in °C:');
else
Te(i) = 25;
end
i = i+1;
if (Q1 ==1 && Q2 ==1)
break
```

```

else
cont = input('Would you like to enter new
experimental values?\n(1)Yes\n(Otherwise)No\n');
end
end
iref = i-1;
mref = iref;
i = 1;

%A = 576/(Series*Parallel); %[cm^2] %Dimensions
(cm^2): ~50 (cells);~10000 (modules)
%Ar = 10000; %[cm^2] %Referece area in which the
program was based in.
(https://www2.pvlighthouse.com.au/calculators/EC
%20calculator/EC%20calculator.aspx)
%A = 99*142.5/(Series*Parallel); %[cm^2]
%KC200GT
A = 99.2*165/(Series*Parallel); %[cm^2] %Jinko
%A = 99.2*167.5/(Series*Parallel); %[cm^2]
%Canadian Solar
Pin = Ge*A*Series*Parallel*0.0001; %W/m^2
%Iph = 8.21/Parallel; %[A] %KC200GT
Iph = 8.85/Parallel; %[A] %Jinko
%Iph = 9.90/Parallel; %[A] %Canadian Solar
q = 1.60217622e-19; % Charge of carrier in
[C]=[A.s]
k = 1.38064852e-23; % Boltzmann Constant in
[m^2.kg/(s^2.K)]
Te = Te + 273.15; % Experimental Temperature in
Kelvin
%n = 1.2; %Ideality factor (n>=1) %KC200GT
n = 1.4156; %Ideality factor (n>=1) %Jinko
%n = 1.0; %Ideality factor (n>=1)%Canadian Solar
%Id = 2.21e-8; %A %KC200GT
Id = 2.85e-7; %A %Jinko
%Id = 2.75e-5; %A %Canadian Solar
%Rs_A = 0.5; %Ohm.cm^2
%Rs_A = 0.0055; %Ohm.cm^2 KC200GT
Rs_A = 0.00416; %Ohm.cm^2 %Jinko
%Rs_A = 0.003; %Ohm.cm^2 %Canadian Solar
Rs = Rs_A/A; %Ohm

```

```

Rp_A = 1000; %Ohm.cm^2
Rp = Rp_A/A; %Ohm

Vt =(k*Tr)/q; %V

Voc = 1; %For the initial of Voc>=4, the program
is not executed properly. Ideally the guesses
for Voc initial must range between 0 and 1.
V0 = 0;
TOL = 1.e-5;
while abs(Voc-V0)>TOL
V0 = Voc;
Voc = n*Vt*log((Iph-V0/Rp)/Id+1);
if (imag(Voc)~= 0 || max(Ge)>1900)
Voc = n*Vt*log(Iph/Id+1);
break
end
end

V = 0:0.01*Voc:Voc;
I0 = 0;
%I = (Voc-n*Vt*log(Iph/Id+1))/Rp;
if (A >1 && A<3000) || (Rp_A>100)
I = Iph/6;
else
I = Iph-Voc/Rp;
end
%i=0;
while abs(I-I0)>TOL
I = Iph-Id*(exp((V+I0*Rs)/(n*Vt))-1) -
(V+I0*Rs)/Rp; %E - V = I*Rs; Ip = E/Rp
%I = (n*Vt*log(1+(Iph-(V+I0*Rs)/Rp-I0)/Id) -
V)/Rs;
%I = (V-n*Vt*log(I/Id+1))/Rp;
%i = i+1;
end

jmax = length(I);

for j=2:jmax
    if I(j) > I(j-1)

```

```

        I(j-1) = I(j-2)*0.5^(j);
    end
end

I(jmax) = 0;
P = V.*I;

while (i<=iref)
    syms T
    Voce(1,m) = Voc/Tr*T;
    Voce(1,m) = Voc +
double(subs(diff(Voce(1,m),T),T,Te(i)))*(Tr-
Te(i));
    Ve(i,:) = 0:0.01*Voce(1,m):Voce(1,m);
    %Voc = Voc - (1.2*q-Voc+3*k*Tr/q)/(Tr)*(Tr-Te);
    if Te(i) > Tr
        Ie(i,:)= I+double(subs(diff((Iph-
Id*(exp((Ve(i,:)+I*Rs)/(n*(k*T)/q))-1)-
(Ve(i,:)+I*Rs)/Rp),T),T,Te(i)))*(Tr-Te(i));
    else
        Ie(i,:) = I; %Since the iteration diverges
for temperatures below the reference and the
current suffer minor changes when temperature is
changed,
%the current was not changed in this case.
    end

    Ie(i,:) = Ie(i,)*(Ge(i)/Gr);
    %Ve(i,:) = Ve(i,:)*log(Ge(i))/log(Gr);
    Voce(1,m) = Voce(1,m)+5.468511e-
2*log(Ge(i)/Gr)+ 5.973869e-
3*(log(Ge(i)/Gr)).^2+7.616178e-
4*(log(Ge(i)/Gr)).^3;
    Ve(i,:) = 0:0.01*Voce(1,m):Voce(1,m);
    %Voce(1,m) = Ve(1,length(Ve(1,m)));
    Iphe(1,m) = Ie(1,m);
    %Pe(i,:) = Ve(i,:).*Ie(i,:);
    i = i+1;
    m = m+1;
end
i = 1;

```

```

Voce = double(Voce);
Ve = double(Ve);
Ve = Series*Ve;
Ie = Parallel*Ie;
Voce = Ve(:,jmax);
Iphe = Ie(:,1);
Pe = Ve.*Ie;

while i<=iref
    Pmax(i) = max(Pe(i,:));    %W
    for j=1:jmax
        if Pe(i,j) == Pmax(i)
            Vmax(i) = Ve(i,j); %V
            Imax(i) = Ie(i,j); %A
        end
    end
    i = i+1;
end
IMAX = max(Imax);
PMAX = max(Pmax);

for i=1:iref
    %subplot(2,1,1)
    figure(1)
    plot(Ve(i,:),Ie(i,:));
    %axis([0 1.025*Voc 0 1.1*Iph]);
    axis([0 40 0 1.2*IMAX]);
    title('Curva I-V');
    xlabel('V(V)');
    ylabel('I(A)');
    grid on
    hold on
    %legend('Corrente elétrica nas STC','Corrente
    elétrica nas condições experimentais');
    %subplot(2,1,2)
    figure(2)
    plot(Ve(i,:),Pe(i,:));
    %axis([0 1.025*Voc 0 1.1*Pmax]);
    axis([0 40 0 1.2*PMAX]);
    title('Curva P-V');

```

```
    xlabel('V(V) ');
    ylabel('P(W) ');
    grid on
    hold on
    %legend('Potência nas STC','Potência nas
    condições experimentais');
    Efficiency(i) = max(Pe(i,:))/Pin(i)*100; % [%]
end

Pmax, Imax, Vmax
Iphe = Iphe'
Voce = Voce'
Efficiency
FF = Pmax./(Voce.*Iphe)
```